

Entsorgung von Kaliabwässern
durch Eindampfung

Evaluierung eines alternativen Entsorgungsszenarios für Kaliabwässer der K+S KALI GmbH

Studie für
Magistrat der Stadt
Witzenhausen

Durchführung
Qonversion – sustainable energy
Prof. Dr.-Ing. Peter Quicker

Juli 2013

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung

Die K+S KALI GmbH betreibt die planfestgestellte Errichtung einer neuen Abwasserpipeline zur Überführung von Abwässern aus dem Werk Neuhof-Ellers bei Fulda an den Standort Hattorf, zur Einleitung in die Werra. Dieses Projekt wird von den Anrainerkommunen sehr kritisch betrachtet. Daher sollen praktikable und wirtschaftliche Alternativverfahren aufgezeigt werden, die zur Entsorgung der Abwässer herangezogen werden können. Eine Option ist die Eindampfung der Abwässer unter Einsatz von Abwärme aus einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk.
Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden in diesem Zusammenhang vier verschiedene Szenarien beleuchtet. Differenziert wurde hinsichtlich

- der Wärmeversorgung:
  - Wärmeversorgung durch ein Kraftwerk am Standort von K+S
  - Wärmeversorgung durch ein Großkraftwerk (Standort Mecklar)
- und der behandelten Abwässer:
  - Eindampfung der Haldenabwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers
    und Versatz der Reststoffe
  - Gemeinsame Eindampfung der Haldenabwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers mit dem Prozessabwasser (Q-Lauge) aus dem Werk Wintershall;
    Gewinnung von Wertstoffen und Versatz des verbleibenden Reststoffs.

Als Gesamtfazit ist festzuhalten, dass eine Eindampfung der Abwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers machbar ist und selbst ohne Reststoffverwertung und bei Entsorgung der erzeugten Kristallisate zumutbar erscheint.

Ohne Gewinnung von Wertstoffen, bei vollständigem Versatz des erzeugten Reststoffs, sind jährliche Kosten in Höhe von rund 10 Mio. € zu erwarten – unabhängig davon, ob die Wärmebereitstellung durch ein lokales kleineres oder ein weiter entferntes Großkraftwerk erfolgt. Umgerechnet auf die jährliche Salzproduktion in Neuhof-Ellers ergäbe sich hierdurch eine zusätzliche Belastung von etwa 0,75 Cent pro Kilogramm produziertem Düngemittel.

Die seitens der Firma K-UTEC AG publizierten Unterlagen lassen den Schluss zu, dass eine gemeinsame fraktionierende Kristallisation der Haldenabwässer aus Neuhof-Ellers mit der Q-Lauge aus Wintershall die Produktion weiterer Wertstoffe in einem solchen Umfang erlauben würde, dass sich das Verfahren bereits in kurzer Zeit amortisieren sollte. Bei üblichen wirtschaftlichen Randbedingungen sind Erträge von über 30 Mio. €/a zu erwarten.

2 Einführung und Problemstellung

Die K+S KALI GmbH gewinnt in Deutschland an mehreren Standorten Kalium- und Magnesiumsalze zur Düngemittelproduktion. Dabei fallen große Mengen Produktionsabwässer und feste Rückstände an, die in der Regel zu mehr als 80 Gewichts-% aus Steinsalz bestehen [1].
Im Abbaugebiet zwischen Thüringen und Hessen werden sowohl Haldenabwässer (Niederschlag) als auch Produktionsabwässer in regionale Fließgewässer abgeleitet.

2.1 Hintergrund

Die K+S KALI GmbH betreibt die planfestgestellte Errichtung einer neuen Abwasserpipeline zur Überführung von Abwässern aus dem Werk Neuhof-Ellers bei Fulda an den Standort Hattorf, zur Einleitung in die Werra. Die geographischen Verhältnisse sind in Abbildung 1 dargestellt.



*Abbildung 1: K+S Werke im Grenzgebiet zwischen Thüringen und Hessen (**orange**) [2] sowie Standort des geplanten GuD-Kraftwerks Mecklar (**blau**).*

Dieses Projekt wird von den Anrainerkommunen sehr kritisch betrachtet. Daher sollen praktikable und wirtschaftliche Alternativverfahren aufgezeigt werden, die zur Entsorgung dieser Abwässer herangezogen werden können.

Während des Planfeststellungsverfahrens wurde daher (unter anderem) ein Alternativvorschlag in die Diskussion eingebracht, der ein Eindampfen der Abwässer, vorzugsweise durch Vakuumkristallisation, vorsieht. Hierbei sollen nach Möglichkeit auch zusätzliche Wertstoffe aus den Abwässern gewonnen werden. Als Wärmequelle für die Eindampfung wurde ein in der Nähe, im Industriegebiet von Mecklar, geplantes Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerk vorgeschlagen. Dieser Vorschlag wird stark kontrovers diskutiert. Eine abschließende Bewertung des Konzepts war bisher nicht möglich, da die erfolgten Stellungnahmen und Analysen offensichtlich auf unterschiedlichen Rahmenbedingungen basieren und zum Teil wohl auch fehlerhaft ausgeführt wurden [1, 3, 4, 5, 6].

2.2 Aufgabenstellung

2.2.1 Übersicht

Im Rahmen der vorliegenden Studie sollte die vorgeschlagene Entsorgungsalternative der Abwassereindampfung durch Abwärme aus einem GuD-Kraftwerk bewertet werden. Die erforderlichen Rahmen- und Betriebsbedingungen waren zu ermitteln und die prinzipielle Umsetzbarkeit des Verfahrens zu prüfen. Notwendige Wärmemengen wurden ebenso bestimmt, wie die Einbußen in der elektrischen Effizienz des Kraftwerks. Diese wurden monetär bewertet, um letztlich die Wirtschaftlichkeit des Konzepts zu ermitteln.

2.2.2 Arbeitspakete laut Angebot

- Ermittlung der Rahmenbedingungen
  - Beschaffung und Einarbeitung in die relevanten, bisher publizierten Stellungnahmen und Gutachten zur Thematik
  - Ermittlung sinnvoller und konsensfähiger Rahmenbedingungen für die Studie
  - Ermittlung der vorgesehenen Auslegungsdaten des geplanten GuD-Kraftwerks
  - Beschaffung der wirtschaftlichen Rahmendaten (soweit verfügbar)
- Eindampfverfahren
  - Recherche zu den Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes der Vakuumkristallisation zur fraktionierenden Eindampfung von Kaliabwässern
  - Ermittlung der verfahrenstechnischen Randbedingungen, wie Wärmemengen, Temperaturniveaus
  - Abschätzung der zusätzlich gewinnbaren Wertstoffe aus den Abwässern und monetäre Bewertung
  - Abschätzung der Reststoffmengen

- GuD-Kraftwerk
    - Thermodynamische Berechnungen zur Kopplung des GuD-Kraftwerks mit dem Vakuumkristallisationsverfahren
    - Ermittlung der erforderlichen Wärmemengen
    - Abschätzung der Wirkungsradeinbuße des Kraftwerks und monetäre Bewertung
- Wirtschaftlichkeit
    - Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des vorgeschlagenen Eindampfverfahrens
    - Ermittlung der Behandlungskosten unter Berücksichtigung der Wärmekosten und Erlöse aus der zusätzlichen Produktvermarktung

2.3 Erweiterung der Aufgabenstellung

In Erweiterung des Arbeitsumfangs wurden in der Studie insgesamt 4 verschiedene Szenarien untersucht.
Zunächst wurde neben der Wärmebezugsquelle GuD-Kraftwerk Mecklar auch die Variante eines Kraftwerksneubaus, in optimaler KWK-Auslegung, am Standort von K+S betrachtet. Dafür gibt es mehrere Gründe:

- Zunächst hat die Geschäftsführung von Dong Energy Mitte Mai verlauten lassen, dass sich das Unternehmen aus dem Projekt zurückziehen wird [7]. Die Fokussierung auf diesen Wärmelieferanten scheint also nicht mehr angebracht.
- Ebenfalls problematisch bei diesem Ansatz ist die Rolle von großen GuD-Kraftwerken im künftigen Energiemix. Aufgrund der guten Regelbarkeit dieser Anlagen (z.B. Anfahrzeiten bis auf Volllast von weniger als 30 Minuten bei 500 MW-Anlagen [8]) ist zu erwarten, dass GuD-Kraftwerke künftig noch mehr zum Ausgleich von Lastspitzen herangezogen und bei Stromüberangebot durch die erneuerbaren Energien vom Netz genommen werden [9]. Für eine Eindampfanlage stünde keine verlässlich planbare Versorgung zur Verfügung. Abwasserspeicher und größere Dimensionen der Eindampfanlage wären erforderlich.
- Auch die große Distanz zwischen Wärmerzeuger und Abwasseranfall ist eher ungünstig. Aus Gründen der Praktikabilität wurde angenommen, dass die Eindampfung der Abwässer an einem Standort von K+S erfolgt und nicht in Mecklar, am Kraftwerksstandort. Somit entstünde durch den Bau und Betrieb (Wärme- und Druckverluste) der entsprechend langen Fernwärmeleitungen (Nenndurchmesser 350 – 450 mm) ein erheblicher Kostenfaktor.

Ein Kraftwerk am Anfallort der Abwässer würde exakt auf den Wärmebedarf der Eindampfung zugeschnitten. Somit stünde eine verlässliche Wärmequelle über die kom-

plette jährliche Betriebszeit zur Verfügung. Wärmeverluste durch lange Leitungstrassen würden verhindert.

Als weitere Ergänzung der Aufgabenstellung wurde neben der alleinigen Eindampfung der Abwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers auch die Eindampfung einer Mischlauge aus den Abwässern von Neuhof-Ellers, gemeinsam mit den Prozessabwässern aus dem Werk Werra (sog. Q-Lauge) betrachtet. Hintergrund dieser Erweiterung ist die von der K-UTEC AG Salt Technologies verfasste Studie über die gemeinsame Verwertung dieser Abwässer unter Gewinnung von Kaliumsulfat [10]. In der Zeitschrift „Waterkant – Umwelt + Mensch + Arbeit in der Nordseeregion“, wurde von der Firma nochmals bestätigt, dass sich der erarbeitete „Lösungsweg für die Integration in bestehende Produktionsprozesse“ auf die gemeinsame Aufbereitung dieser beiden Abwasserströme bezieht und nicht pauschal auf andere Abstoßlösungen übertragbar ist [5]. Da hier belastbare Daten von ausgewiesenen Experten über die Produktgewinnung aus den Abstoßlösungen zur Verfügung standen, wurde auch die gemeinsame Behandlung der Haldenabwässer aus Neuhof-Ellers mit der Q-Lauge aus Wintershall im Rahmen der vorliegenden Studie betrachtet. Da die K-UTEC AG von der K+S KALI GmbH selbst beauftragt wurde, dürfte dieser Ansatz eine für alle Beteiligten konsensfähige Basis für die Berechnungen im Rahmen dieser Studie sein.
Es wurden also insgesamt vier verschieden Szenarien betrachtet und wirtschaftlich bewertet. Eine Übersicht hierzu findet sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Im Rahmen der vorliegenden Studie betrachtete Szenarien der Abwassereindampfung.

Abwässer → / Wärme ↓	Neuhof-Ellers **allein** (Auslegung für 0,9 Mio. m³/a)	Neuhof-Ellers **mit Q-Lauge Wintershall** (Auslegung für 1,9 Mio. m³/a)
Großkraftwerk Mecklar (ca. 1100 MW_{el})	**NE-1** - vollständige Eindampfung - keine Wertstoffgewinnung - Versatz der Reststoffe - Errichtung Fernwärmeleitung Mecklar – Neuhof-Ellers (70 km)	**Q-NE-1** - fraktionierende Kristallisation - Wertstoffgewinnung - Versatz Mg-haltige Reststoffe - Errichtung Fernwärmeleitung von Mecklar nach Heringen (20 km) - Errichtung Soleleitung Neuhof-Ellers nach Heringen (70 km)
Dezentrales Kraftwerk vor Ort (ca. 22 bzw. 42 MW_{el})	**NE-2** - Vollständige Eindampfung - keine Wertstoffgewinnung - Versatz der Reststoffe	**Q-NE-2** - fraktionierende Kristallisation - Wertstoffgewinnung - Versatz Mg-haltige Reststoffe - Errichtung Soleleitung von Neuhof-Ellers nach Heringen (70 km)

3 Technisches Konzept

Alle vier hier betrachteten Konzepte sehen die Eindampfung der Abstoßlösungen unter Nutzung von Wärme aus einem GuD-Kraftwerk vor (Abbildung 2). Die einzelnen Szenarien sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Bei der Nutzung von Wärme aus dem Großkraftwerk (Varianten NE-1 und Q-NE-1 in Tabelle 1) wäre die Errichtung von Fernwärmeleitungen (Dampf oder Druckwasser) erforderlich.
Die Erzeugung und Vermarktung von Wertstoffen wird nur bei den Szenarien berücksichtigt, die eine gemeinsame Behandlung der Haldenabwässer aus Neuhof-Ellers und der sogenannten Q-Lauge (Produktionsabwässer) aus dem Werk Werra-Wintershall betrachten (Varianten Q-NE-1 und Q-NE-2 in Tabelle 1).

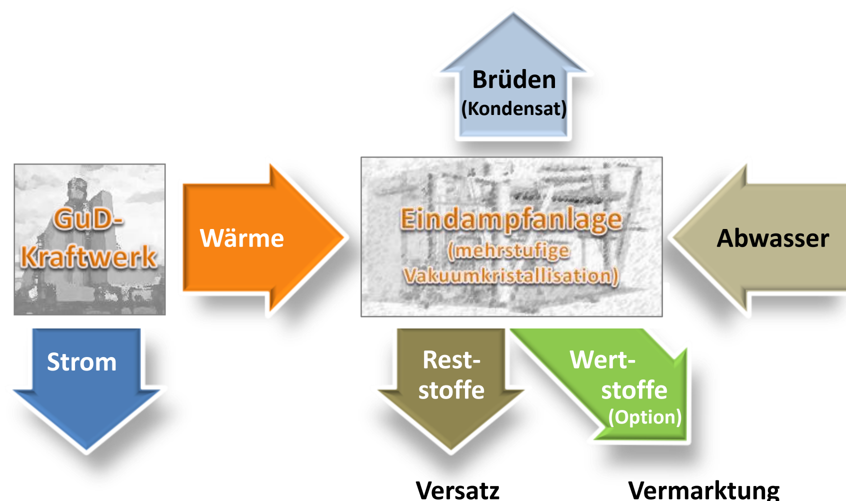


Abbildung 2: Abwasserbehandlung durch Eindampfung: Übersicht. Werstofferzeugung und -vermarktung wurde nur bei den Varianten Q-NE berücksichtigt (vgl. Tabelle 1).

Im Folgenden sind die Prinzipien der Vakuumkristallisation und der Gas- und Dampfturbinentechnologie kurz skizziert, um das Verständnis der anschließenden Berechnungen zu erleichtern.

3.1 Vakuumkristallisation

Kristallisation ist die Bildung und Abtrennung kristalliner Feststoffe aus einer Lösung nach Übersättigung. Die verbleibende Lösung wird Mutterlauge genannt. Feststoffe unterscheiden sich in ihrem Lösungsverhalten. Dieses Verhalten wird in Temperatur-Löslichkeitsdiagrammen beschrieben, welche die Grundlage für die Konzeption des Kristallisationsverfahrens bilden. Stören des Lösegleichgewichtes durch Abkühlung der Lösung oder Verdampfen des Lösemittels führt zu Lösungsübersättigung (Überlöslichkeit) als Voraussetzung jeder Kristallisation. Zunächst entstehen Kristallkeime, aus der Lösung

selbst, durch Impfkristalle oder durch Fremdkörper, die anschließend zu größeren Kristallen wachsen. [11]
Die Lösungsübersättigung bei der Vakuumkristallisation wird durch adiabates Verdampfen des Lösungsmittels (hier Wasser) unter Vakuum, d.h. durch gleichzeitige Reduzierung von Druck und Temperatur (Entzug der Verdampfungsenthalpie aus der Lösung), realisiert. Beim Betrieb solcher Apparate kann in der Regel auf Kühlflächen verzichtet werden, die ansonsten bevorzugte Stellen für die Ablagerung von Salzkrusten bilden. [11], [12]
Bei einer mehrstufigen Vakuumkristallisation kann in den einzelnen Stufen Suspension ausgeschleust, filtriert und dadurch ein kristalliner Wertstoff gewonnen werden.

Ein einfaches Schema einer einstufigen Vakuumkristallisation zeigt Abbildung 3. Zur Veranschaulichung sind zwei typische Bauformen technischer Vakuumkristallisatoren in Abbildung 4 wiedergegeben und in Abbildung 5 eine mehrstufige Eindampfanlage für Meerwasser, die einen Dampfverbrauch von 0,2 kg Heizdampf pro kg verdampftem Wasser aufweist. [13]

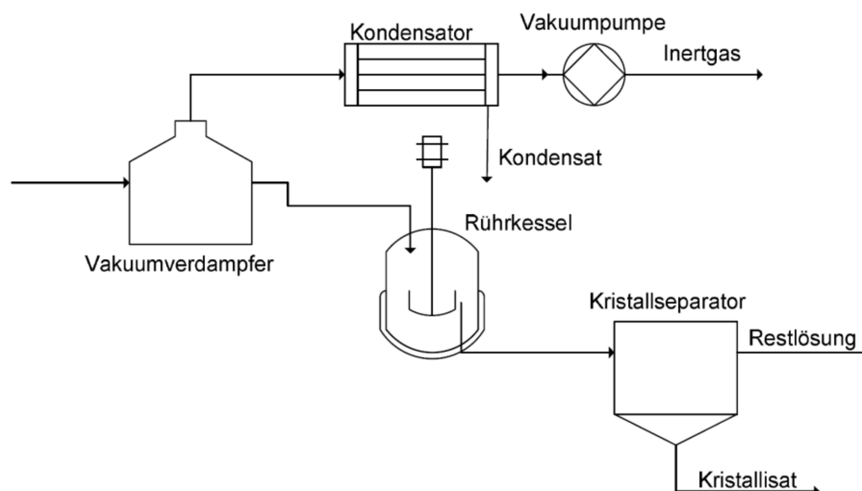


Abbildung 3: Schema einstufige Vakuumkristallisation [14].

Die Verdampfung unter Vakuum hat einige prozesstechnische Vorteile. Insbesondere ist hier die Option zu nennen, durch mehrstufige Eindampfung bei absteigendem Druckniveau eine deutliche Energieeinsparung im Vergleich zur einstufigen Verdampfung zu erreichen. Realisiert wird dies dadurch, dass die erzeugten Brüden (aus der Lauge ausgetriebener Wasserdampf) zur Beheizung der nächsten Eindampfungsstufe verwendet werden. Dies ist thermodynamisch aber nur dann möglich, wenn jeweils ein Temperaturgefälle zwischen den Stufen existiert. Dieses Gefälle wird dadurch erzeugt, dass die nächste Verdampfungsstufe bei niedrigerem Druck betrieben wird, was zu einer gleichzeitigen Absenkung der Siedetemperatur des Lösemittels (hier Wasser) führt. Somit kann die Enthalpie der erzeugten Brüden einer Eindampfstufe zur Beheizung der nächs-

ten Eindampfstufe genutzt werden. Im Idealfall lässt sich dabei, bezogen auf die Menge des eingesetzten Heizdampfes, in n Stufen die n-fache Menge an Brüden erzeugen. Eine vierstufige Anlage benötigt (verlustfrei betrachtet) also nur etwa ein Viertel der Wärmeenergie, die bei einer einstufigen Eindampfung notwendig wäre. Mit 1 kg Heizdampf können also 4 kg Brüden ausgedampft werden. Der sog. spezifische Dampfverbrauch liegt somit bei 25 %. [15]
Weitere Vorteile des Vakuumverfahrens liegen im Bereich der Sicherheitstechnik und der schonenden Produktbehandlung bei mäßigen Temperaturen. [15]

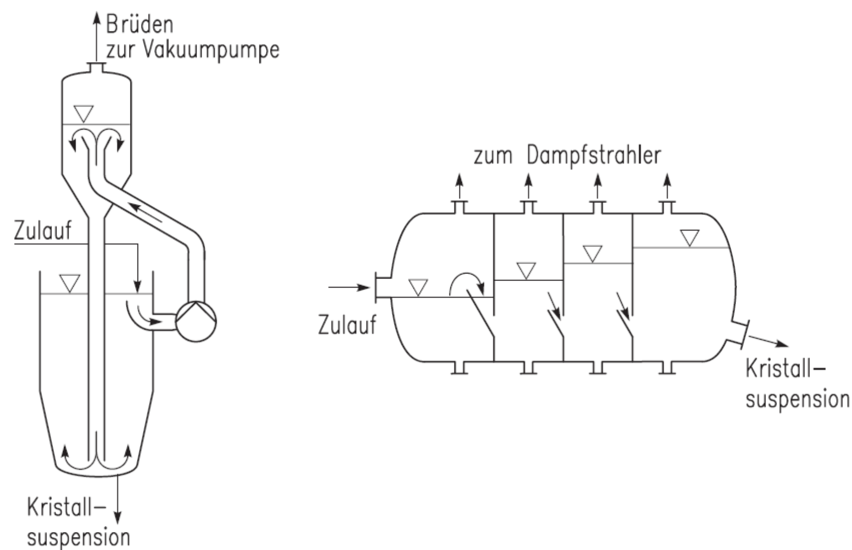


Abbildung 4: Vakuumkristallisator mit getrenntem Kristallisations- und Ausdampfungsraum (links), liegender 4-stufiger Vakuumkristallisator (rechts) [13] .

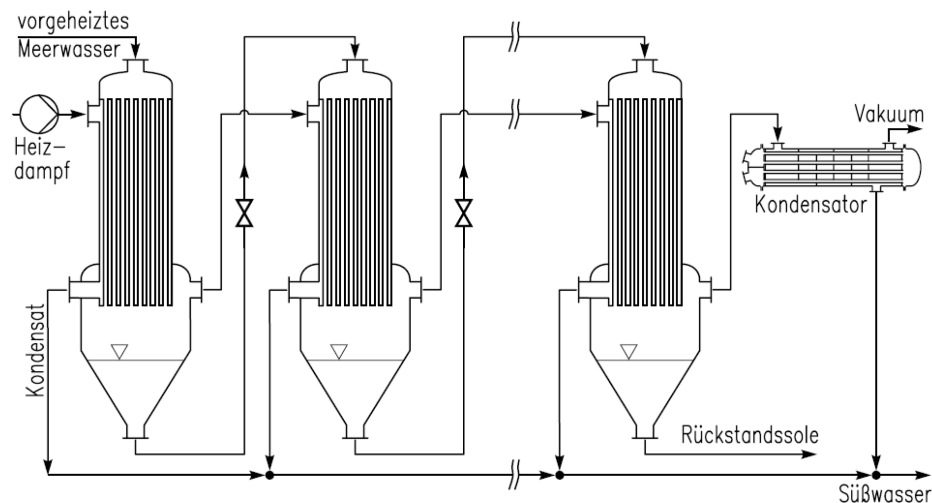


Abbildung 5: Vielstufige Verdampfungsanlage mit Fallfilmverdampfern für Meerwasser [13].

3.2 Gas- und Dampfturbinenprozess

Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) erreichen durch eine thermodynamisch geschickt abgestimmte Kombination von Gas- und Dampfturbinenprozess sehr hohe elektrische Wirkungsgrade um 60 %, bei gleichzeitig relativ niedrigen Investitionskosten (600 – 750 €/kW_{el} [16]). Das Abgas einer Gasturbine dient dabei als Wärmequelle für einen nachgeschalteten Abhitzekessel, der wiederum als Dampferzeuger für die Dampfturbine ausgeführt ist.

GuD-Kraftwerke sind sehr flexibel, erlauben kurze Startzeiten und schnelle Laständerungen. Daher werden diese Kraftwerke im Bereich der Mittellast betrieben und können technisch auch für die Bereitstellung von Spitzenstrom genutzt werden. Auch der Einsatz als Grundlast-Kraftwerk ist möglich. Dies ist in Deutschland aufgrund wirtschaftlicher Erwägungen jedoch nicht üblich.

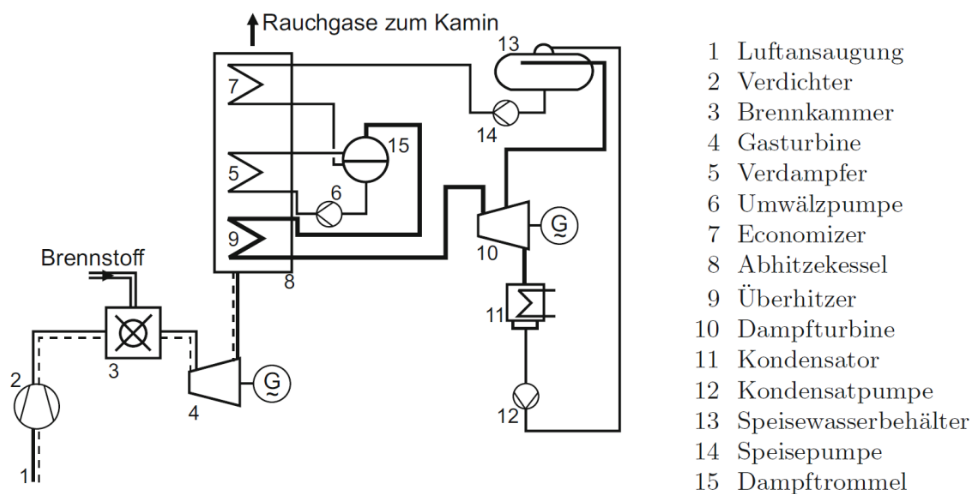


Abbildung 6: Prinzipskizze eines kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerks [16].

Abbildung 6 zeigt ein Übersichtsschema einer GuD-Anlage. Erdgas wird in der Brennkammer der Gasturbine (3) mit vorgespannter Verbrennungsluft verbrannt und das entstehende heiße, unter Druck stehende Abgas treibt die Turbine (4) und den damit gekoppelten Stromgenerator (G) an. Das Temperaturniveau des entspannten Gasturbinenabgases ist noch ausreichend hoch (450 – 630 °C [17]), um einen nachgeschalteten Dampfturbinenprozess zu betreiben. Hierzu durchströmt das heiße Abgas einen Abhitzekessel (8), häufig in einzügiger Turmkesselbauweise, in dessen Wasserrohrregistern der Dampf für den Antrieb der Dampfturbine (10) erzeugt (5) und überhitzt (9) wird.

Im KWK-Betrieb wird der Dampf nicht vollständig zur Stromerzeugung über die Turbine entspannt, sondern auch zu Heizzwecken oder für industrielle Applikationen genutzt. Dies wird technisch üblicherweise auf zwei unterschiedliche Arten umgesetzt:

Soll eine möglichst hohe Variabilität hinsichtlich Stromerzeugung einerseits und Dampfentnahme andererseits realisiert werden, kommen in der Regel Entnahmekondensati-

onsturbinen zum Einsatz. Diese Maschinen erlauben die variable Dampfentnahme nach aktuellem Wärmebedarf. Der in der Turbine verbleibende Dampf wird über die übrigen Turbinenstufen bis auf ein sehr niedriges Druckniveau (30 – 50 mbar) entspannt. Die erreichbare Kondensationstemperatur (und damit auch das korrespondierende Druckniveau) ist von den vorhandenen Kühlmedien (Luft, Fließgewässer) abhängig und liegt in der Regel bei 25 bis 35 °C.

Ist ein kontinuierlicher und konstanter Wärmebedarf zu decken, wie dies bei industriellen Anwendungen häufig vorkommt, und kann die Größe des Heizkraftwerks in der Planung auf diesen Bedarf abgestimmt werden, so bietet sich der Einsatz von Gegendruckturbinen an, über die der komplette Dampfmassenstrom bis auf ein bestimmtes Druck- bzw. Temperaturniveau entspannt wird. Bei diesem Gegendruck erfolgt die Auskopplung der Heizwärme bzw. des Industriedampfes. Abbildung 7 zeigt Schaltbilder für den Dampfprozess mit Gegendruck- und Entnahmekondensationsturbine.

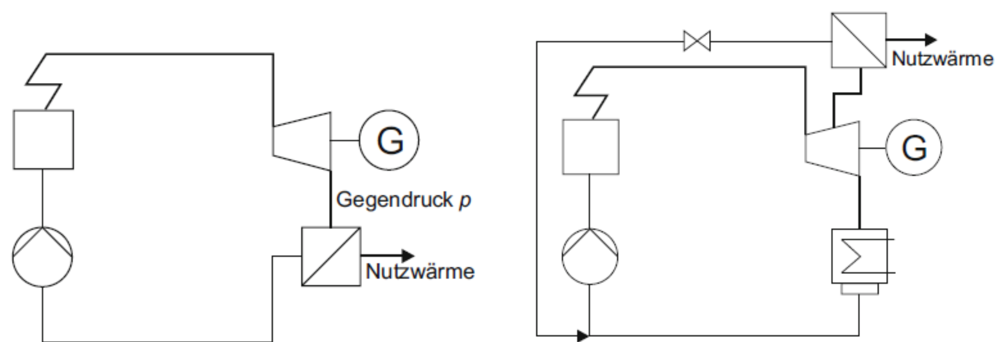


Abbildung 7: Dampfprozess mit Gegendruckturbine (links) und Entnahmekondensationsturbine (rechts) [16].

3.3 Rahmenbedingungen technische Auslegung

3.3.1 Abwasser

Zur Abwasserzusammensetzung der Haldenlauge aus Neuhof-Ellers (NE) und der Q-Lauge aus Wintershall finden sich verschiedene Angaben in der Literatur, die sich aber nicht wesentlich unterscheiden. In Tabelle 2 sind die im Rahmen dieser Studie verwendeten Werte zusammengestellt.

Für die weiteren Berechnungen wurden die im Vergleich zu [18] geringeren Salzgehalte aus [10] angesetzt, da dies sowohl der konservativere Ansatz ist als auch die Konsistenz mit dem Rückgewinnungsverfahren für Kaliumsulfatdünger gemäß dem Vorschlag von [10] sicherstellt.

Die Menge der Haldenabwässer wird im Laufe der Zeit ansteigen, da die beregnete Halden(grund)fläche aufgrund der fortgesetzten Produktion kontinuierlich zunimmt. Die Steigerung der Menge wurde anhand der Angaben in [1] und [18] kalkuliert: Die Menge

an Haldenabwasser von Neuhof-Ellers beträgt derzeit rund 0,7 Mio. m³/a und wird bis zum Ende des Betrachtungszeitraums, bei stetigem Haldenwachstum, auf etwa 1,1 Mio. m³/a anwachsen.
Eine überschlägige Berechnung (des zukünftig steigenden Haldenabwasseraufkommens durch eine angenommene kontinuierliche jährliche Aufhaldung von etwa 2,3 Mio. t) ergibt einen Betrachtungszeitraum bis etwa 2045.
Die Berechnungen im Rahmen dieser Studie erfolgen auf Basis der mittleren Haldenabwassermenge von Neuhof-Ellers über den gesamten Betrachtungszeitraum, die 0,9 Mio. m³/a beträgt und real etwa 2030 auftreten wird. Die Investitionssumme für die Eindampfanlage bezieht sich sinnvollerweise jedoch auf die erwartete Maximalkapazität von 1,1 Mio. m³/a.

Aus der Zusammensetzung der Abwässer aus Neuhof Ellers nach [10] (NE) und der abgeschätzten Zunahme der Abwassermenge wurden die etwa im Jahr 2030 zu erwartenden Verhältnisse errechnet (NE-2030 und Q-NE-2030). Diese wurden als Auslegungsgrundlage herangezogen, da die Eindampfanlage auch die künftig anwachsenden Abwassermengen bewältigen muss.

Tabelle 2: Zusammensetzung und Mengen der Abwässer, die den Berechnungen zugrunde liegen.

	Salzfrachten			Salzkonzentrationen		
	Q-Lauge	NE	NE-2030	Q-Lauge	NE	Q-NE-2030
	[t/a]	[t/a]	[t/a]	[g/l]	[g/l]	[g/l]
KCl	90.000	17.000	21.857	90	24,3	58,9
MgCl2	130.000	25.000	32.143	130	35,7	85,3
MgSO4	68.000	44.000	56.571	68	62,9	65,6
NaCl	119.000	78.000	100.286	119	111,4	115,4
Menge [m³/a]	1.000.000	700.000	900.000	1.000.000	700.000	1.900.000
Quelle	[10]	[10]	berechnet nach [1] [10] [18]	berechnet aus [1] [10] [19]		

3.3.2 Eindampfung & Kristallisation

Mit den Studien der Firmen ERCOSPLAN [18] und K-UTEC [10] stehen fundierte Erkenntnisse über das Eindampfverhalten der Abwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers allein sowie über die Mischlauge aus diesen Abwässern und der Q-Lauge aus dem Werk Wintershall zur Verfügung. Da sich die Beschaffung von K+S-unabhängigen Expertisen zum

Eindampfverhalten solcher Laugen als sehr schwierig darstellte, wurde auf die Daten der genannten beiden Praxisstudien zurückgegriffen. Dies hat den positiven Nebeneffekt, dass die Datenbasis in weiten Bereichen konsensfähig sein dürfte, da sie Studien entstammt, die von K+S in Auftrag gegeben wurden.
Das Konzept für die Eindampfung der Salzabwässer sieht eine mehrstufige Vakuumeindampfanlage vor, die (wie in Kapitel 3.1 beschrieben), eine erheblich energieeffizientere Prozessführung erlaubt als der einstufige Prozess. Als Eingangstemperatur der Eindampfanlage wird eine Temperatur von 90 °C angesetzt, wie dies in [18] vorgeschlagen wird. Dort wird der spezifische Energiebedarf für die Eindampfung mit 0,24 t Dampf pro t Brüden angegeben. Dieser Wert entspricht recht genau jenem Faktor, den die Universität Braunschweig für die Berechnungen im Auftrag des Regierungspräsidiums Kassel zur Soleeindampfung in ähnlicher Angelegenheit angesetzt hat [4]. Im Vergleich zum einstufigen Verfahren, für das ein Heizdampfbedarf von 1,254 kg Heizdampf pro kg zu verdampfendem Brüden errechnet wurde, wird dort unter Zugrundelegung einer 80-prozentigen Dampfeinsparung durch mehrstufige Prozessführung ein Wert von 0,25 kg Heizdampf pro kg zu verdampfendem Brüden angegeben [4].
Als jährliche Betriebszeit für die Eindampfanlage werden nur 7000 Stunden angesetzt, da es sich um aufwändige und wartungsintensive Anlagentechnik handelt.

3.3.2.1 Haldenabwässer Neuhof-Ellers

Für die alleinige Behandlung der Abwässer aus Neuhof-Ellers wird keine Wertstoffgewinnung betrachtet, da das Handling des Kristallisatgemisches laut Gutachten von ERCOSPLAN „großtechnisch zu beträchtlichen Schwierigkeiten führen dürfte“ und sich „keine Ansatzpunkte zur Gewinnung verwertbarer Kristallisate mit teilweiser Eindampfung“ ergeben [18]. Das Kristallisat soll folglich versetzt werden.
Im Fall der Wärmebereitstellung über ein Großkraftwerk in Mecklar (Fall NE-1 nach Tabelle 1) muss die Wärme nach Neuhof-Ellers gebracht werden. Hierfür ist eine Fernwärmleitung mit Rückführung über eine Strecke von rund 70 km erforderlich.
Bei Betrachtung eines Heizkraftwerksneubaus, maßgeschneidert für die Wärmeabnahme der Eindampfanlage, sind keine Leitungen erforderlich. Die Wärme wird am Ort des Laugenanfalls und der Eindampfung erzeugt, und der Reststoff kann vor Ort versetzt werden.

3.3.2.2 Haldenabwässer Neuhof-Ellers + Q-Lauge Wintershall

Für die gemeinsame Behandlung von Haldenabwasser aus Neuhof-Ellers und Q-Lauge aus dem Werk Werra wird das von K-UTEC konzipierte Verfahren zur Gewinnung von Wertstoffen angenommen [10], wobei der verbleibende Reststoff dann weiter eingedampft und ebenfalls versetzt werden soll.
Es wird angenommen, dass die Eindampfung im Werk Werra (bevorzugt Wintershall) erfolgt und somit die Dampf-/Kondensatleitungen bei Wärmebezug aus dem Großkraft-

werk Mecklar kürzer sind (ca. 20 km) als für den Standort Neuhof-Ellers. Zusätzlich wird in diesem Fall eine Leitung (ca. 70 km) für den Transport der Sole von Neuhof-Ellers nach Wintershall benötigt.
Für das Szenario mit dem maßgeschneiderten Kraftwerksneubau ist als Standort entweder Neuhof-Ellers oder das Werk Werra denkbar. In jedem Fall ist eine Leitungstrasse für den Soletransport zwischen den Standorten erforderlich.

3.3.3 Fernwärmeleitung

Wird die Wärmeversorgung durch das Großkraftwerk Mecklar betrachtet, muss die Wärme über Fernwärmetrassen an den Standort der Eindampfanlage verbracht werden. Im Fall NE-1 (vgl. Tabelle 1) sind dabei etwa 70 km, im Fall Q-NE-1 ca. 20 km zu überwinden. In folgender Tabelle 3 sind die Randbedingungen bezüglich der Fernwärmetrasse spezifiziert.

*Tabelle 3: Kenngrößen der Fernwärmeleitungen für die Szenarien NE-1 und Q-NE-1 (*aus Dimensionierung Eindampfanlage).*

		Fall **NE-1**	Fall **Q-NE-1**
Länge Fernwärmetrasse	[km]	70	20
Durchmesser Leitung	[mm]	350	450
Übertragene Leistung	[MW]	21,5*	41,7*
Wärmeverluste	[MW]	9,6	6,2
Erforderliche Eingangsleistung	[MW]	31,2	47,9
Temperatur Wärmeauskopplung	[°C]	175	175
Investitionsbedarf	[Mio. €]	60,7	21,2

Die Dimensionierung der Fernwärmetrasse und die Ermittlung der erforderlichen Investitionen erfolgte nach [19].

3.3.4 Gas- und Dampfturbinenprozess

3.3.4.1 Großkraftwerk Standort Mecklar

Da außer der avisierten elektrischen Leistung von 1100 MW_{el} keine Informationen über Auslegungsdaten oder vorgesehene Konfiguration des geplanten GuD-Großkraftwerks Mecklar recherchiert werden konnten, wurde als Technologie für dieses Szenario eine zweilinige Variante des Siemens GuD-Kraftwerktyps SCC5-8000H 1S zugrunde gelegt. Dieser Kraftwerkstyp erreicht mit elektrischen Wirkungsgraden von über 60 % eine elektrische Leistung von 570 MW [8]. Mit zwei Blöcken stünde somit eine elektrische Gesamtleistung von 1140 MW zur Verfügung, was ungefähr der geplanten Größenord-

nung entspricht. Für die hier angestellten Berechnungen wird angenommen, dass das Kraftwerk während der 7000 Betriebsstunden der Eindampfanlage (vgl. Kap. 3.3.2) zumindest im Teillastbetrieb betrieben wird und daher stets ausreichend Wärme für den Betrieb der Kristallisationsanlage zur Verfügung steht.
Die Auskopplung der Wärme würde nur an einem Kraftwerksblock erfolgen. Die erforderlichen Wärmeleistungen für die beiden betrachteten Szenarien sind mit weniger als 50 MW_{th} so klein, dass in allen Betriebszuständen ausreichend Dampf zur Auskopplung zur Verfügung stehen sollte.
Die charakteristischen Kenndaten eines Blocks des Siemens GuD-Kraftwerktyps SCC5-8000H 1S zeigt Tabelle 4.

Tabelle 4: Angenommene Kenngrößen des GuD-Großkraftwerks (ein Block) nach [8] [20] [21] *(*bei Kondensationsbetrieb).*

	Gasturbine	Dampfturbine	GuD-Prozess
Turbine/Prozess	SGT5-8000H	SST-5000	SCC5-8000H 1S
Leistung	375 MW	120 - 500 MW	570 MW
Druck	Druckverhältnis 19,2:1	Frischdampf 170 bar Abdampf* 0,056 bar	
Temperatur	Abgas 625 °C	Frischdampf 600 °C Abdampf* 35 °C	

3.3.4.2 Kraftwerk Standort K+S

Für das Kraftwerk am Standort von K+S wurde ein entsprechender Gas- und Dampfturbinenprozess rückwärts, ausgehend vom und passend zum Dampfbedarf für die Kristallisationsanlage, ausgelegt. Der Prozess wurde mit Gegendruckturbine auf 1,5 bar_{abs} konzipiert. Das ist ein eher untypisches Druckniveau, orientiert sich jedoch an der Betriebstemperatur der ersten Stufe des Eindampfprozesses von 90 °C. Bei 1,5 bar kondensiert der Turbinenabdampf bei einer Temperatur von etwas über 111 °C. Damit ist eine ausreichende Temperaturdifferenz (Grädigkeit) zum Übertrag der Wärme vom Heizdampf auf die Sole gegeben. Die folgende Tabelle zeigt die den Berechnungen zugrunde gelegten Betriebsbedingungen.

Tabelle 5: Angenommene Kenngrößen des GuD-Kraftwerks am Standort K+S.

	Gasturbine	Dampfturbine
Leistung	rückgerechnet von Heizdampfbedarf (vgl. Kap. 3.4.4)	
Druck		Frischdampf 140 bar Abdampf 1,5 bar
Temperatur	Brennkammer 1200 °C Abgas 560 °C	Frischdampf 540 °C Abdampf ca. 111,2 °C

3.4 Berechnungen

Im Folgenden sind die Schritte zur Bilanzierung bzw. Grobdimensionierung der Eindampf- und Kraftwerksprozesse für die vier Szenarien dargestellt.

3.4.1 Eindampfung Haldenabwässer Neuhof-Ellers (NE)

Für die Eindampfung der Haldenabwässer in Neuhof-Ellers wurde rechnerisch die (energetisch ungünstigste und damit konservative) Eindampfung bis zur Trockenen angesetzt.

Tabelle 6: Charakteristische Größen zur Eindampfung des Haldenabwassers aus Neuhof-Ellers.

Szenarien **NE-1** und **NE-2**		
Betrachtete Abwassermenge (NE-2030)	900.000	m^3/a
	1.060.700	t/a
Enthaltene Salzfracht	210.700	t/a
Zu verdampfende Wassermenge	850.000	m^3/a
Jahresbetriebsstunden	7000	h/a
Spezifischer Dampfbedarf (bzgl. Brüdenmasse)	0,24	kg/kg
Erforderliche Wärmemenge zur Verdampfung	150.900	MWh
Erforderliche Wärmeleistung zur Verdampfung	21,6	MW
Investitionskosten Eindampfanlage [18]	27	Mio. €

Tatsächlich kann technisch eine Teileindampfung bis auf einen geringen Restwassergehalt günstiger sein, um die Reststoffe für den Versatz – und nur dieser wird für die alleinige Behandlung der Haldenabwässer aus Neuhof-Ellers betrachtet (vgl. Kap. 3.3.2.1) – besser handhaben zu können. Evtl. bietet sich auch die Nutzung einer eingeengten Restlauge zur Anmischung von abfallstämmigen Versatzstoffen für den Dickstoffversatz an.
Tabelle 6 gibt charakteristische Daten hinsichtlich der vollständigen Eindampfung des Abwassers an.

3.4.2 Eindampfung Haldenabwässer Neuhof-Ellers + Q-Lauge (Q-NE)

Die gemeinsame Eindampfung der Haldenabwässer aus Neuhof-Ellers und der Q-Lauge aus Wintershall erlaubt laut [10] die Gewinnung von Kaliumsulfatdünger, der mit erheblichem Erlös vermarktet werden kann.
Die Wertstoffgewinnung soll durch mehrstufige Einengung und Kristallisatabtrennung bis zu einer $MgCl_2$-Konzentartion von 450 g/l realisiert werden. Anschließend erfolgt die

weitere Eindampfung bis zur Trockenen oder wiederum die Nutzung des magnesiumchloridhaltigen Konzentrates zur Anmischung von staubförmigen Reststoffen für den Dickstoffversatz.
Den Berechnungen zugrunde liegt wiederum die energetisch ungünstigere Variante der vollständigen Eindampfung. Die ermittelten Daten zur gemeinsamen Behandlung der Abwässer aus Neuhof-Ellers und Wintershall sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Charakteristische Größen zur gemeinsamen Eindampfung des Haldenabwassers aus Neuhof-Ellers und der Q-Lauge aus Wintershall.

Szenarien **Q-NE-1** und **Q-NE-2**		
Betrachtete Abwassermenge (Q-NE-2030)	1.900.000	m^3/a
	2.329.500	t/a
Enthaltene Salzfracht	617.900	t/a
Erzeugbares Kaliumsulfat	124.900	t/a
Zu verdampfende Wassermenge bis 450 g/l $MgCl_2$-Konz.	1.223.900	m^3/a
Insgesamt zu verdampfende Wassermenge	ca. 1.700.000	m^3/a
Jahresbetriebsstunden	7000	h/a
Spezifischer Dampfbedarf (bzgl. Brüdenmasse)	0,24	kg/kg
Erforderliche Wärmemenge zur Verdampfung 1. Stufe	217.400	MWh
Erforderliche Wärmeleistung zur Verdampfung 1. Stufe	31,1	MW
Erforderliche Wärmemenge zur Verdampfung 2. Stufe	74.100	MWh
Erforderliche Wärmeleistung zur Verdampfung 2. Stufe	10,6	MW
Investitionskosten Eindampfanlage [22]	65	Mio. €

Es wurde angenommen, dass sich die Menge an jährlich erzeugbarem Kaliumsulfat im Vergleich zu den Untersuchungen in [10] im Laufe der Zeit erhöht, da die jährlich zu behandelnden Abwassermengen und somit auch die Salzfrachten zunehmen. Der in der Tabelle angegebene Wert ergibt sich unter Berücksichtigung einer 50-prozentigen Gewinnung der zusätzlich verfügbaren Kaliumsulfatmenge von rechnerisch ca. 10.000 t/a.

3.4.3 Großkraftwerk Standort Mecklar

Der betrachtete Kraftwerksprozess ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt. Ziel der Berechnungen war es, die zu erwartende Einbuße in der Stromerzeugung zu quantifizieren und monetarisieren, die durch die Wärmeauskopplung zur Beheizung der Eindampfanlage verursacht wird, um so letztlich die Kosten für den Heizdampf zu ermitteln.

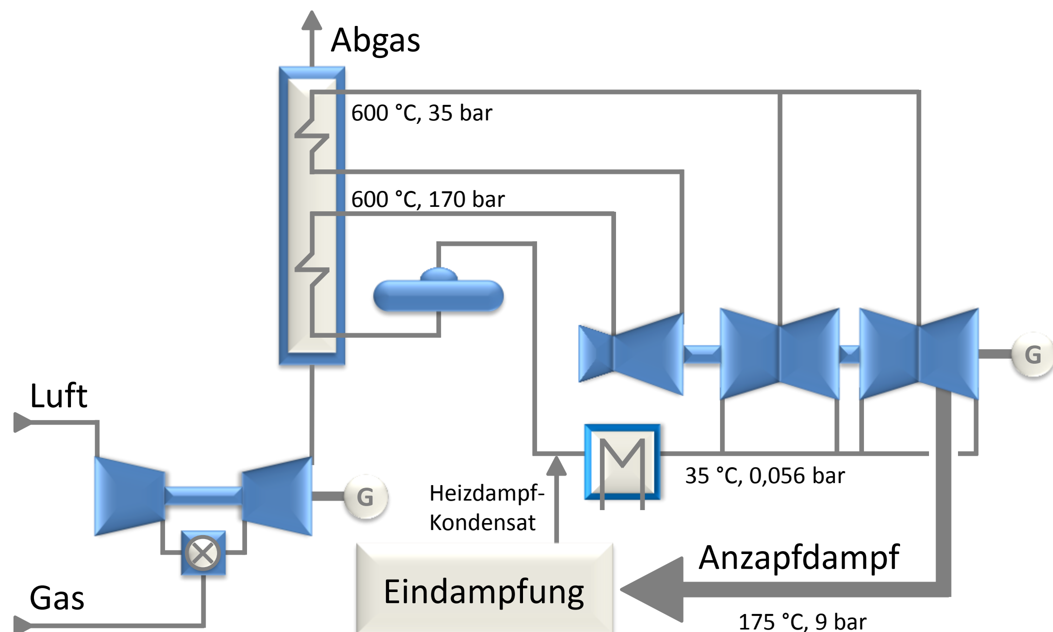


Abbildung 8: Schema des GuD-Großkraftwerks am Standort Mecklar mit Zwischenüberhitzung und Entnahme-Kondensationsturbine.

Hierzu wurde das Kraftwerk im Kondensationsbetrieb, der zur höchsten Stromausbeute führt, mit der Betriebsweise verglichen, die erforderlich wäre, um die zur Eindampfung notwendige Wärmemenge als Dampf auszukoppeln. Technisch umzusetzen wäre dies als Teilstromentnahme bei Betrieb einer Entnahme-Kondensationsturbine. Aus Gründen des effizienten Wärmetransports durch die Fernwärmetrasse erfolgt die Dampfauskopplung bei 175 °C.

Die beiden angesprochenen Betriebsweisen (vollständige Kondensation und Teilauskopplung) sind im Enthalpie-Entropie-Diagramm (h-s-Diagramm) in Abbildung 9 dargestellt, die zugehörigen Dampfparameter in folgender Tabelle aufgeführt.

*Tabelle 8: Dampfparameter GuD-Großkraftwerk Mecklar (*ZÜ = Zwischenüberhitzung).*

	Temperatur [°C]	Druck [bar]	Enthalpie [kj/kg]
Frischdampf	600 °C	170 bar	3566 kJ/kg
Dampf vor ZÜ*	350 °C	35 bar	3124 kJ/kg
Dampf nach ZÜ*	600 °C	35 bar	3680 kJ/kg
Abdampf zur Kondensation	35 °C	0,056 bar	2363 kJ/kg
Entnahmedampf	175 °C	9 bar	2815 kJ/kg

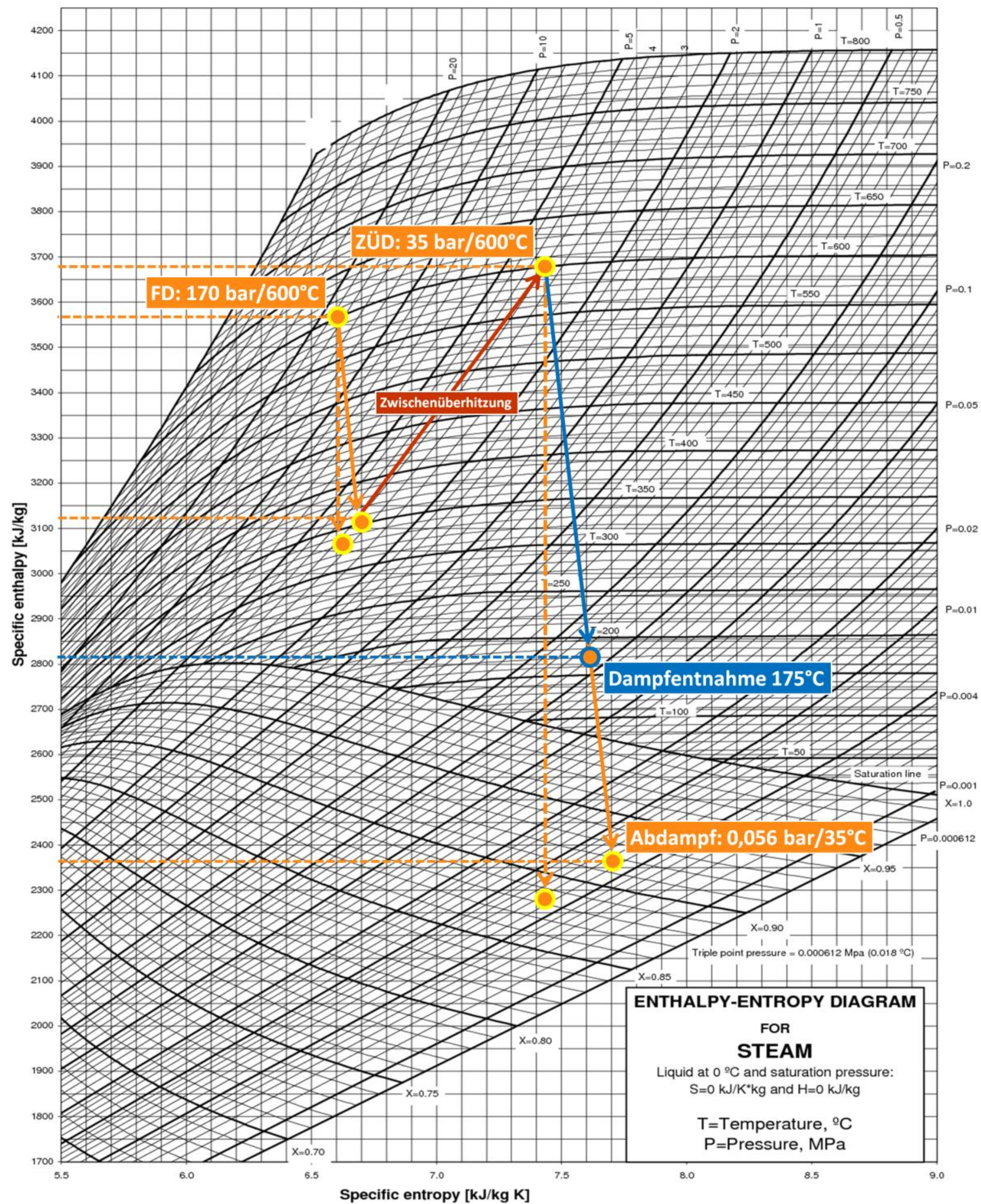


Abbildung 9: Darstellung des Entspannungsprozesses für das GuD-Großkraftwerk am Standort Mecklar mit Zwischenüberhitzung und Entnahme-Kondensationsturbine (gestrichelte Linien: isentroper Entspannungsprozess; durchgezogene Linien: realer Prozess unter Ansatz eines Gütegrades von 0,9; blaue Linie: Teilstromentnahme bei 175 °C)); Quelle h-s-Diagramm: [23].

Basis der Berechnungen war der Wärmebedarf des zu betreibenden Eindampfprozesses (vgl. Tabelle 6 und Tabelle 7), zuzüglich der Wärmeverluste über die Fernwärmeleitung (vgl. Tabelle 3). Die Kenntnis der auszukoppelnden Wärmeleistung und der spezifischen Enthalpie des Anzapfdampfes (2815 kJ/kg) erlaubt dann die Berechnung des zu entnehmenden Dampfmassenstroms (vgl. Tabelle 9).

*Tabelle 9: Quantifizierung der zu erwartenden Stromeinbuße im GuD-Großkraftwerk, bei Entnahme des Betriebsdampfes für die Eindampfanlage (*betrachtet wird jeweils nur der Teilstrom für die Heizdampfauskopplung; **Festsetzung Stromerlös: vgl. Kap. 4.1).*

		Szenario **NE-1**	Szenario **Q-NE-1**
Erforderliche Wärmeleistung Eindampfung	[MW]	21,6	41,7
Wärmeverluste Leitungstrasse	[MW]	9,6	6,2
Auszukoppelnde Wärmeleistung	[MW]	31,2	47,9
Ausgekoppelter Dampfmassenstrom	[kg/s]	13,0	20,0
	[t/h]	46,7	72,0
Elektrische Leistung*			
bei ausschließlicher Stromerzeugung	[MW_{el}]	21,3	32,7
bei Entnahme Heizdampf in KWK	[MW_{el}]	- 15,8	- 24,3
Leistungsreduktion durch Dampfentnahme	[MW_{el}]	**= 5,5**	**= 8,4**
Rückgang Stromproduktion	[MW_{el}/a]	38.300	59.000
Reduktion Stromerlös (bei 5 ct/kWh_{el}**)	[€/a]	**1.913.900**	**2.947.800**
Umgerechnet in Wärmegestehungskosten	[€/MW_{th}]	**8,79**	**8,79**

Über diesen Dampfmassenstrom sind bei bekannten Dampfzuständen dann leicht die erzeugbaren Strommengen bei reinem Kondensationsbetrieb (vollständige Dampfentspannung zur ausschließlichen Stromerzeugung) im Vergleich mit jenen bei Entnahme eines Teilmassenstroms zu berechnen. Da zur Quantifizierung des Aufwandes nur der Unterschied zwischen beiden Betriebsweisen von Interesse war, wurden die Berechnungen auch nur für diesen Teilstrom angestellt. Dabei wurde stillschweigend vorausgesetzt, dass sich durch die Dampfentnahme keine sonstigen Einschränkungen für den Betrieb des GuD-Kraftwerks ergeben. Aufgrund der im Vergleich zur Gesamtleistung sehr geringen Menge an auszukoppelndem Dampf erscheint diese Annahme gerechtfertigt.
Die berechnete Leistungsreduktion fällt mit 5,5 (NE-1) bzw. 8,4 MW_{el} (Q-NE-1) sehr moderat aus. Dies liegt daran, dass für die Eindampfung auf niedrigem Temperaturniveau durch Vakuumverfahren vor allem die Kondensationsenthalpie des Heizdampfes genutzt wird. Bei der Stromerzeugung erfolgt eine solche Nutzung nur zu einem geringen Anteil (10 – 15 %), da bei Kondensation höherer Wasserdampfanteile in der Turbine Beschädigungen der fragilen und schnell rotierenden Turbinenschaufeln durch Wassertröpfchen

auftreten würden. Der Großteil der Kondensationsenthalpie wird bei Dampfkraftprozessen daher durch Kühltürme oder über Fließgewässer in die Umgebung abgegeben.
Durch das positive Verhältnis von ausgekoppelter Wärme zu reduzierter Stromproduktion ergeben sich bemerkenswert geringe spezifische Wärmegestehungskosten von weniger als einem Cent pro Kilowattstunde thermischer Energie – wenn lediglich die nicht erzielten Einnahmen durch die reduzierte Stromproduktion und keine weiteren Aufschläge gerechnet werden.

3.4.4 Kraftwerk Standort K+S

Die Szenarien unter Berücksichtigung eines lokal zu errichtenden, in der Leistung angepassten Kraftwerks erforderten ein anderes Vorgehen zur Ermittlung der Kosten für den Heizdampf. Für beide Fälle (NE-2 und Q-NE-2) wurde die Grobdimensionierung eines auf die Dampfentnahme angepassten GuD-Kraftwerks durchgeführt, um letztlich über eine Wirtschaftlichkeitsberechnung die Kosten der Dampfbereitstellung zu ermitteln. Da die Eindampfanlage mit 90 °C betrieben werden soll, wurde für die Beheizung des Prozesses die Bereitstellung von Sattdampf mit einem Druck von 1,5 bar_{abs} (Temperatur ca. 111 °C) gewählt. Der komplette GuD-Prozess wurde so ausgelegt, dass der gesamte Dampfmassenstrom mittels einer Gegendruckturbine auf dieses Druckniveau entspannt wird, bevor der Dampf der Eindampfanlage zur Kondensation zugeführt wird. Auf den folgenden beiden Seiten sind ein Schema des Kraftwerkskonzepts für den Strandort von K+S und der Entspannungsteil des Dampfprozesses im h-s-Diagramm dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die zugehörigen Dampfparameter.

Tabelle 10: Dampfparameter lokales GuD-Kraftwerk am Standort von K+S.

	Temperatur [°C]	Druck [bar]	Enthalpie [kj/kg]
Frischdampf	540 °C	140 bar	3433 kJ/kg
Turbinenabdampf	111 °C	1,5 bar	2681 kJ/kg

Auch in diesem Fall war der Ausgangspunkt der Berechnungen der Wärmebedarf des zu betreibenden Eindampfprozesses (vgl. Tabelle 6 und Tabelle 7). In Verbindung mit der spezifischen Enthalpie des Abdampfes der Gegendruckturbine (2681 kJ/kg) wurde wiederum der erforderliche Dampfmassenstrom bestimmt. Für die Gegendruckturbine ist dieser Dampfmassenstrom auch für die vorherige Stromerzeugung (Entspannung von 140 auf 1,5 bar) anzusetzen. Unter Berücksichtigung der im Abhitzekessel vom Abgasstrom (Kesselwirkungsgrad von 92 %) auf den Wasser-Dampf-Kreislauf übertragenen Enthalpie und unter Annahme einer Brennkammertemperatur von 1200 °C sowie einer Abgastemperatur von 560 °C wurde die Leistung der Gasturbine berechnet.
Die wesentlichen Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Auslegung und Investitionen für lokales GuD-Kraftwerk am Standort von K+S.

		Szenario **Q-NE-2**	Szenario **NE-2**
Auszukoppelnde Wärmeleistung	[MW]	41,7	21,6
Ausgekoppelter Dampfmassenstrom	[kg/s]	18,2	9,4
	[t/h]	65,6	33,9
Elektrische Leistung			
Dampfturbine	[MW_{el}]	12,8	6,6
Gasturbine	[MW_{el}]	+ 34,8	+ 18,0
Gesamtkraftwerk	[MW_{el}]	**= 47,6**	**= 24,6**
Investitionskosten (750 €/kW_{el} [16], [17])	[Mio. €]	**35,69**	**18,45**

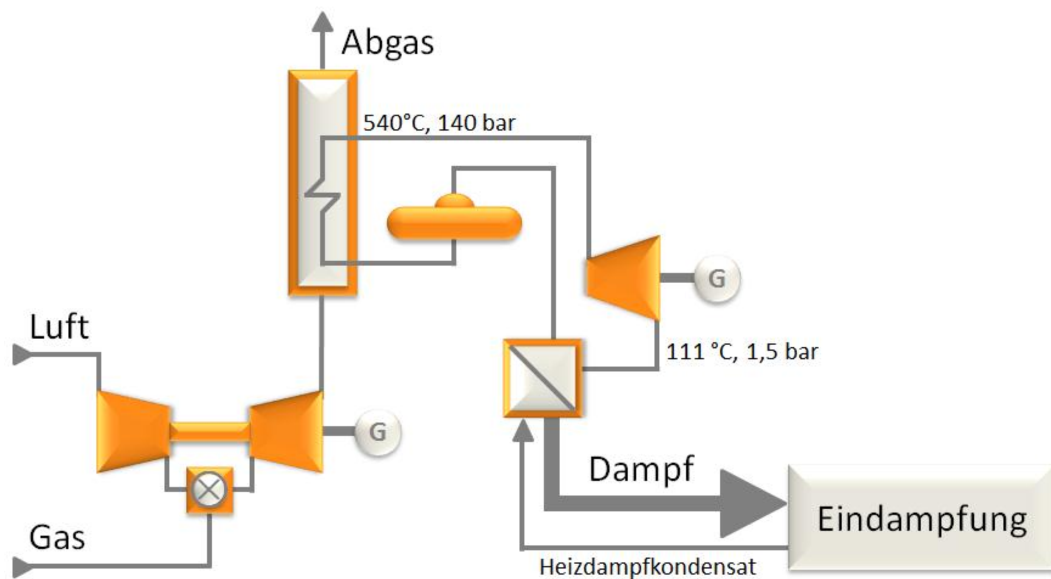


Abbildung 10: Schema des lokalen GuD-Kraftwerks am Standort von K+S.

Es ergeben sich Kraftwerksleistungen von knapp 25 bzw. 50 MW_{el}, also recht kleine Einheiten. Daher wurde im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsabschätzung für die Investitionskosten ein relativ hoher Wert von 750 €/kW_{el} angesetzt [16], [17].

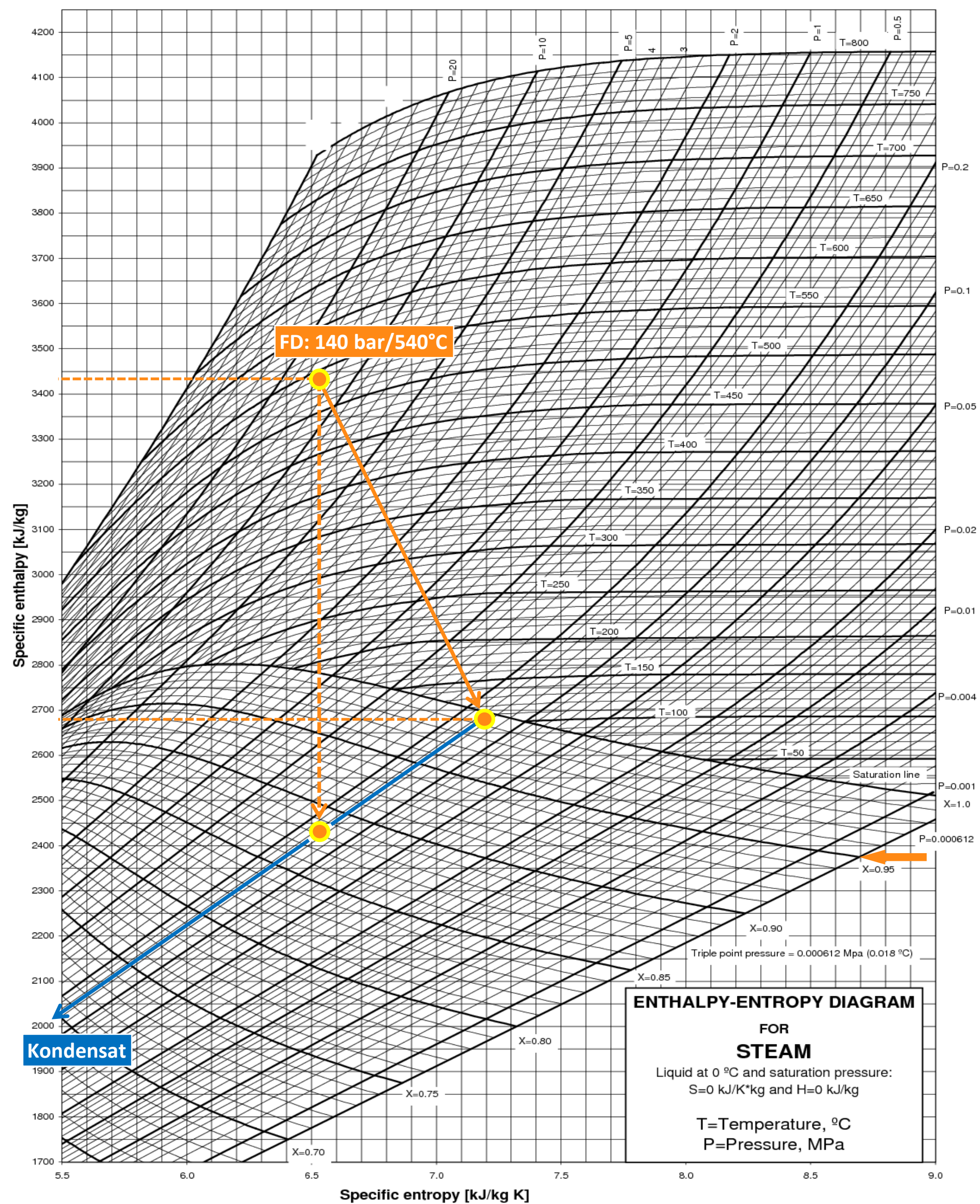


Abbildung 11: Darstellung des Entspannungsprozesses für das GuD-Kraftwerk am Standort von K+S, mit Gegendruckturbine (gestrichelte Linie: isentroper Entspannungsprozess; durchgezogene Linie: realer Prozess unter Ansatz eines Gütegrades von 0,75); Quelle h-s-Diagramm: [23].

4 Wirtschaftlichkeit

4.1 Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die relevanten Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen angegeben und soweit erforderlich auch erläutert und begründet. Tabelle 12 zeigt zunächst eine Übersicht der verwendeten Daten und Größen.

Tabelle 12: Rahmenbedingungen und Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu den vier betrachteten Szenarien (weitere Daten finden sich bei den technischen Erläuterungen).

Strombörsenpreis laut ELIX (s.u.)	50	€/MWh	[24]
Erdgaspreis	30	€/MWh	[25]
Jahresbetriebsstunden Eindampfanlage	7000	h/a	
Investitionskosten lokales GuD-Kraftwerk	750	kW_{el}	[16], [17]
Personaleinsatz Eindampfanlage	540.000	€/a	[18]
Abgeschätzter mittlerer Düngemittelpreis für Produktverteilung Neuhof-Ellers	280	€/t	[1]
Verkaufspreis Kaliumsulfat	450	€/t	[1], [22]
Heizwert Erdgas	50	MJ/kg	
Abschreibungszeitraum GuD-Kraftwerk	25	a	
Abschreibungszeitraum Eindampfanlage	30	a	
Zins	4	%	

Der aktuell erzielbare Strompreis kann bei der European Energy Exchange EEX in Leipzig abgefragt werden. Abbildung 12 zeigt den Verlauf des Strompreises – unterschieden nach Grund- und Spitzenlast – über das letzte Jahr. Neben den tagesaktuellen Werten ist auch der 200-Tage-Durchschnitt eingezeichnet. Anhand dieser Daten wurde der erzielbare Strompreis im Rahmen dieser Studie auf 50 €/MWh (Orientierung an Grundlastpreis) festgelegt. Als industrieller Gaspreis wurden 3 Cent/kWh angesetzt [25].
Die zugrunde gelegten jährlichen 7000 Betriebsstunden entsprechen der Komplexität und dem Wartungsaufwand des Eindampfverfahrens.
Der angenommene mittlere Düngemittelpreis wurde anhand der Ausführungen von [1] abgeschätzt. Dort werden als Hauptprodukte der Produktionsanlage Neuhof-Ellers die Mineraldüngervarietäten „Kornkali“ und „ESTA-Kieserit“ angegeben, die laut gleicher Quelle Preise zwischen 245 und 325 €/t erzielen.
Die verwendeten wirtschaftlichen Parameter (Zins, Abschreibungsdauer) entsprechen den aktuellen Gegebenheiten.

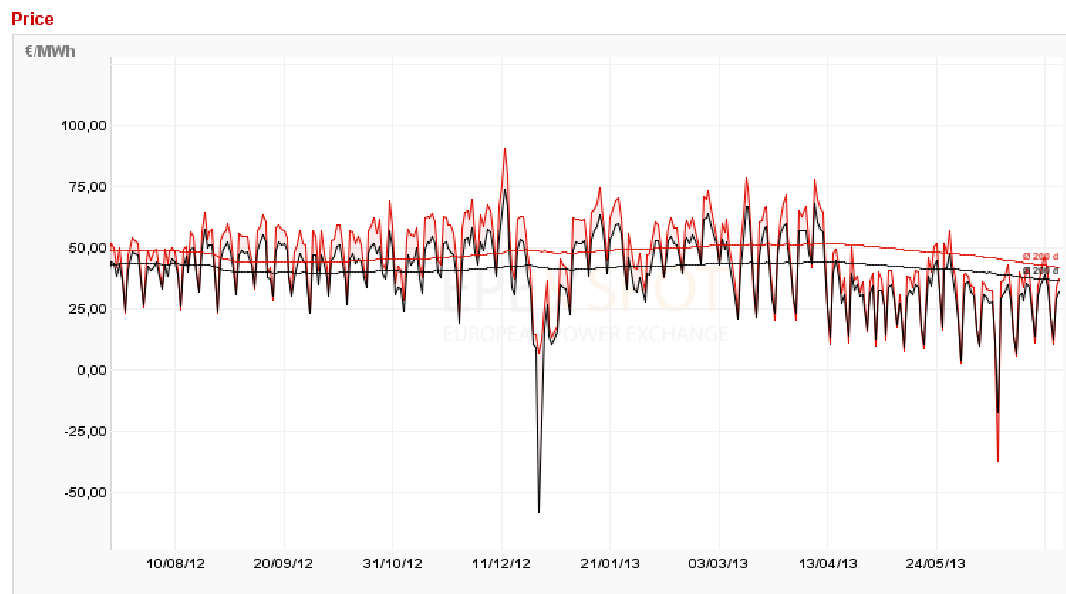


Abbildung 12: Verlauf des European Electricity Index ELIX über ein Jahr. Neben den tagesaktuellen Werten ist auch der 200-Tage-Durchschnitt eingezeichnet [24] (schwarz: ELIX Day Base-Load, rot: ELIX Day Peak).

4.2 Ergebnis

Die Ergebnisse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnungen sind in Tabelle 13 im Überblick dargestellt. Es zeigt sich, dass eine Eindampfung unter gezielter Wertstofferzeugung zu erheblichen Gewinnen führt. Investitionen in entsprechende Technologien werden sich in kürzester Zeit amortisieren. Unabhängig davon, ob ein Großkraftwerk oder eine lokale Lösung betrachtet wird, sind jährliche Gewinne von über 30 Mio. € zu erwarten. Damit würden sich auch die sehr hohen Investitionssummen für Eindampfanlage, Pipelines und ggf. GuD-Kraftwerk in kurzen Zeiträumen amortisieren.

Wird die Eindampfung lediglich als Entsorgungsverfahren betrieben, ergibt sich selbstverständlich ein negatives Ergebnis, da dem großen Aufwand der Eindampfung kein Ertrag gegenübersteht. Die Art der Bereitstellung der thermischen Energie ist bei den betrachteten beiden Varianten von untergeordneter Bedeutung. Sowohl im Fall der Wärmebereitstellung durch das Großkraftwerk wie auch bei der lokalen Lösung müssen beim reinen Entsorgungsverfahren Kosten von rund 10 Mio. € im Jahr aufgebracht werden. Im Fall des Großkraftwerks entfällt der größte Kostenanteil dabei auf die Finanzierung der Fernwärmetrasse. Bei der lokalen Lösung ist der Brennstoff für den Kraftwerksbetrieb der wesentliche Kostenfaktor. Selbst bei Gegenrechnung des Ertrages für die Stromvermarktung verbleibt eine jährliche Aufwendung von 2,5 Mio. €.

*Tabelle 13: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die vier betrachteten Szenarien (*berechnet als Reduktion Stromerlös nach Kap. 3.4.3, **berechnet als Druckwasserleitung).*

alle Angaben in MIo. €/a	Großkraftwerk		Lokales Kraftwerk	
	Q-NE-1	NE-1	Q-NE-2	NE-2
ERLÖSE				
Erlös Salzverkauf	56,22	-	56,22	-
Erlös Stromverkauf	-	-	16,66	8,61
Gesamterlös	**56,22**	**-**	**72,88**	**8,61**
KOSTEN				
Eindampfanlage				
Annuität	-3,76	-1,56	-3,76	-1,56
Heizdampf*	-2,95	-1,91	-	-
Wartung & Instandhaltung	-3,25	-1,35	-3,25	-1,35
Personal	-1,30	-0,54	-1,30	-0,54
Reststoffversatz	-2,56	-1,69	-2,56	-1,69
Solepipeline				
Annuität	-3,76	-	-3,76	-
Strom (Pumpen)	-0,13	-	-0,13	-
Fernwärmetrasse**				
Annuität	-1,23	-3,51	-	-
Strom (Pumpen)	-0,10	-0,36	-	-
GuD-Kraftwerk				
Annuität	-	-	-2,28	-1,18
Betriebskosten	-	-	-2,14	-1,11
Brennstoffkosten	-	-	-21,51	-11,12
Gesamtkosten	**-19,04**	**-10,92**	**-40,69**	**-18,55**
ERGEBNIS	**37,18**	**-10,92**	**32,19**	**-9,94**

Würden die jährlichen Aufwendungen von etwa 10 Mio. €, die für beide Entsorgungsszenarien ermittelt wurden, auf die in Neuhof-Ellers erzeugte Produktmasse (etwa 1,4 Mio. t Düngemittel pro Jahr [1], [18]) umgeschlagen, so würden sich zusätzliche Kosten von etwa 0,75 Cent pro Kilogramm Dünger ergeben. Wird ein durchschnittlicher Marktpreis der in Neuhof-Ellers produzierten Salze von etwa 280 €/t zugrunde gelegt, entspräche dieser Aufschlag einer Preissteigerung zwischen 2,5 und 2,8%.

4.3 Sensitivitätsbetrachtung

Viele der Rand- und Rahmenbedingungen im Rahmen dieser Studie unterliegen in der Realität starken Schwankungen, wie z.B. die Preise für Gas und Strom. Andere der verwendeten Daten sind mit großen Unsicherheiten behaftet, wie z.B. die Investitionskosten für das Kristallisationsverfahren, die Fernwärme- und Solepipeline.
Aus diesem Grund wurden verschiedene optional bedeutsame Parameter hinsichtlich ihrer Sensitivität auf das Gesamtergebnis hin analysiert. Konkret erfolgte dies, indem der jeweilige Parameter (Investitionskosten, Energiepreise etc.) im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung verändert und dabei die Auswirkungen auf die Gesamtkosten betrachtet wurden. In den nächsten Unterkapiteln sind die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung graphisch, in sogenannten Sensitivitätsdiagrammen, dargestellt.

4.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Kristallisationsanlage sind mit relativ großen Unsicherheiten behaftet. Dementsprechend wird eine Variation dieses Parameters in der Wirtschaftlichkeitsberechnung über ± 50 % betrachtet. Abbildung 13 zeigt die ermittelten Zusammenhänge. Die Abhängigkeit des Betriebsergebnisses von den Investitionskosten ist als moderat einzustufen.

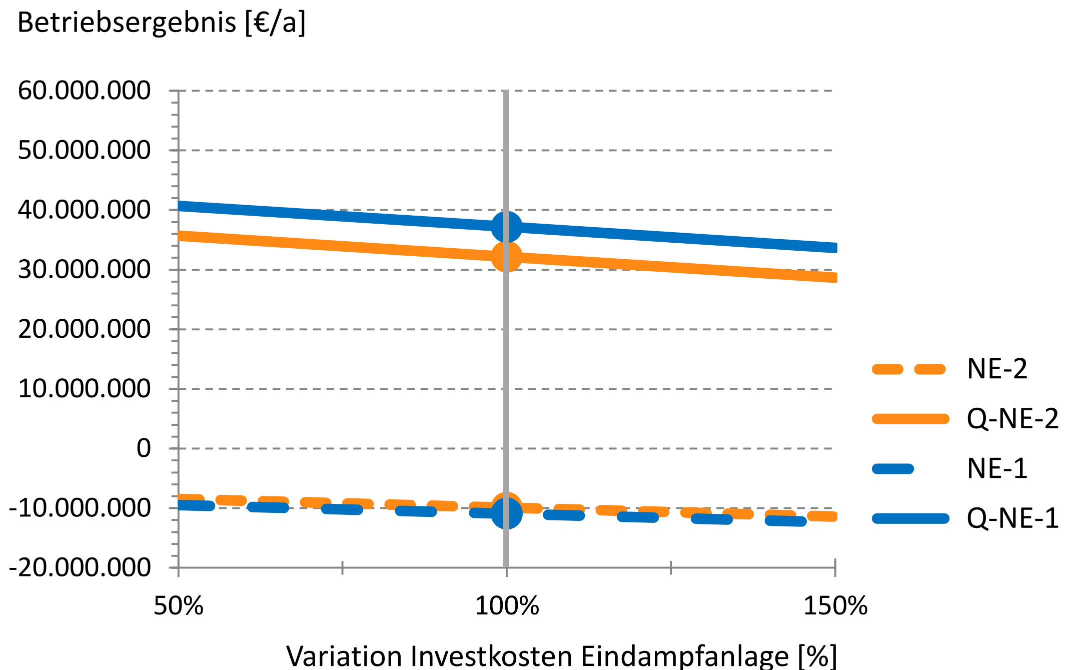


Abbildung 13: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich der Investitionskosten für die Errichtung der Eindampfanlage.

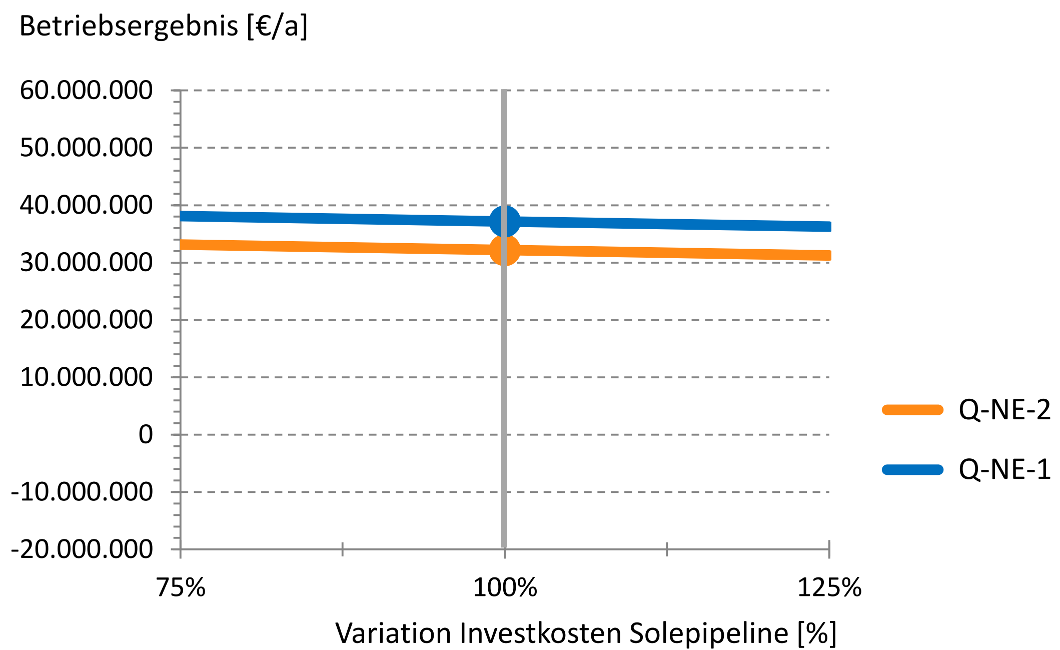


Abbildung 14: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich der Investitionskosten für die Errichtung der Solepipeline (keine Solepipeline bei NE-1 und NE-2).

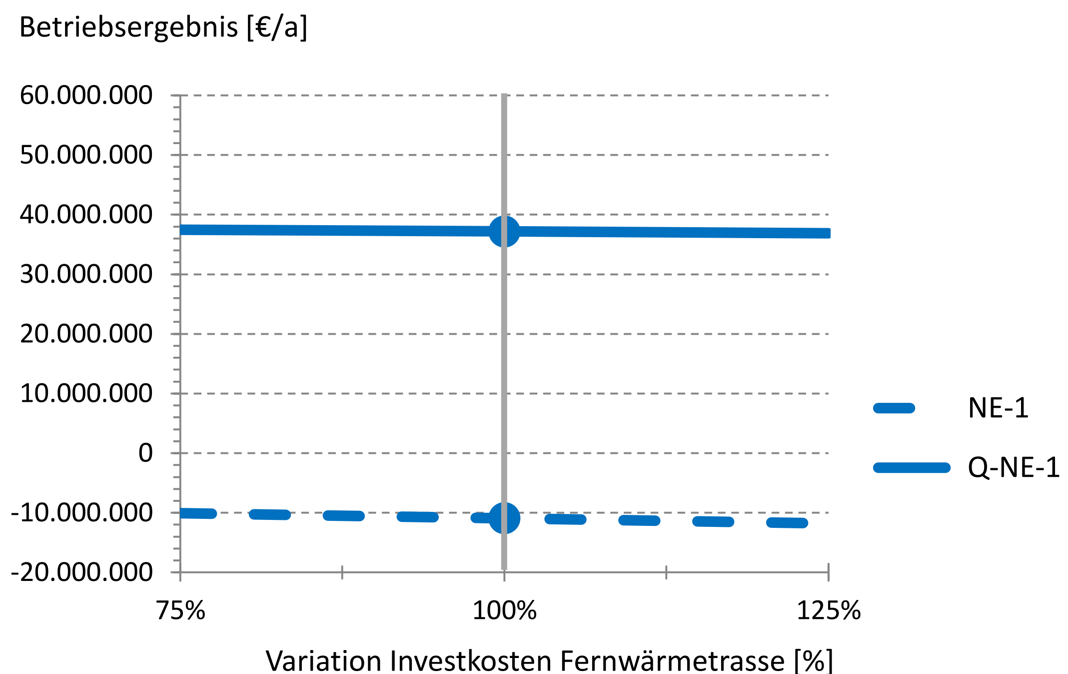


Abbildung 15: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich der Investitionskosten für die Errichtung der Fernwärmetrasse (keine Fernwärmeleitung bei NE-2 und Q-NE-2).

Es zeigt sich, dass selbst eine deutliche Veränderung der Investitionskosten von bis zu 50 % nur eine mäßige Reaktion hinsichtlich des Betriebsergebnisses hervorruft. Dies gilt insbesondere für die reine Eindampfanlage (Fälle NE-1 und NE-2), da hier die Investitionskosten deutlich niedriger liegen als bei der fraktionierenden Kristallisation (Fälle Q-NE-1 und Q-NE-2).

Ähnliche Trends sind für die Investitionskosten der Sole- und Fernwärmeleitung zu konstatieren. Einer Variation der Investitionskosten die Pipelinesysteme um 25 % hat kaum eine Änderung des Betriebsergebnisses zur Folge.

4.3.2 Energiekosten

Die Energiekosten haben wesentlich stärkere Auswirkungen auf das Betriebsergebnis als die Investitionen. Abbildung 16 zeigt den Einfluss des erzielbaren Stromverkaufspreises. Hier zeigen sich unterschiedliche Trends für Großkraftwerk und lokale Lösung.

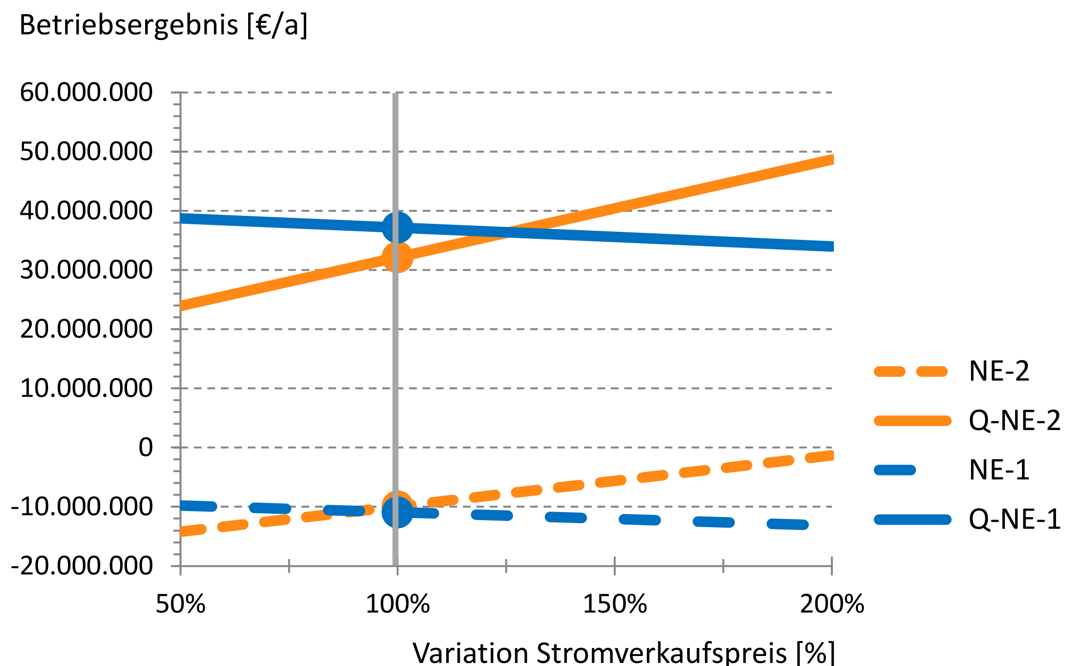


Abbildung 16: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich des Stromverkaufspreises.

Da ein steigender Strompreis bei Wärmebezug aus dem Großkraftwerk vom Wärmeabnehmer entsprechend kompensiert werden muss, ist in den beiden Fällen, die einen Wärmebezug aus dem Großkraftwerk zugrunde legen, eine negative Entwicklung des Betriebsergebnisses zu beobachten.

Wird der Strom dagegen selbst vermarktet, wie bei der lokalen Kraftwerksvariante, wirkt sich eine Erhöhung des Strompreises positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. So wäre etwa

bei einer Verdopplung des Strompreises ein fast kostenneutraler Betrieb selbst für die Entsorgungslösung möglich.

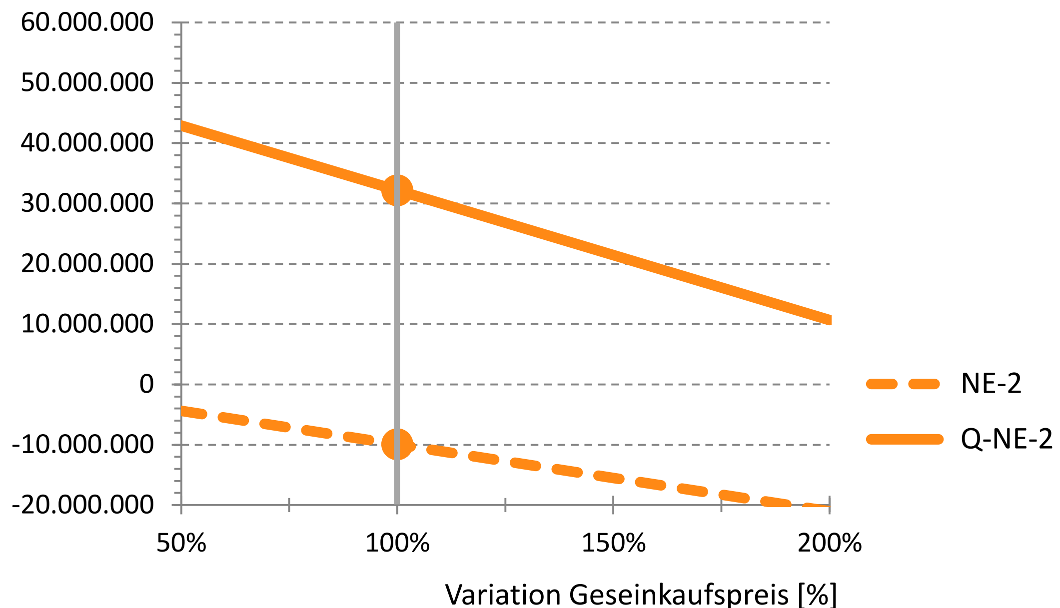


Abbildung 17: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich des Gaseinkaufspreises.

Die Sensitivität des Betriebsergebnisses hinsichtlich des Gaspreises ist bei der lokalen Lösung (NE-2 oder Q-NE-2) natürlich sehr stark ausgeprägt, da Erdgas für den Betrieb des Kraftwerks eingekauft werden muss und jede Preiserhöhung somit direkt auf die Betriebskosten umschlägt.

Im Fall des Großkraftwerks wurde eine solche direkte Abhängigkeit nicht betrachtet, da in diesem Fall der Betreiber der Eindampfanlage nur Kunde des Energieversorgers und nicht direkt für die Finanzierung des Brennstoffs verantwortlich ist. Diese Betrachtungsweise ist natürlich allenfalls bei kurzfristigen Gaspreisschwankungen realistisch. Signifikante dauerhafte Preiserhöhungen würden von Kraftwerksbetreibern natürlich auch an potenzielle Wärmeabnehmer weitergereicht.

4.3.3 Produktvermarktung und Reststoffversatz

Bei den Szenarien mit Produktvermarktung (Q-NE-1 und Q-NE-2) hat die Preisgestaltung für die Düngemittel maßgeblichen Einfluss auf das Betriebsergebnis. Abbildung 18 zeigt den Einfluss des Verkaufspreises von Kaliumsulfat (K_2SO_4), der in der Basisvariante mit 450 €/t angesetzt wurde [1], auf das Betriebsergebnis. Die Abhängigkeit ist extrem stark und unterstreicht die Notwendigkeit einer möglichst hohen Ausbeute.

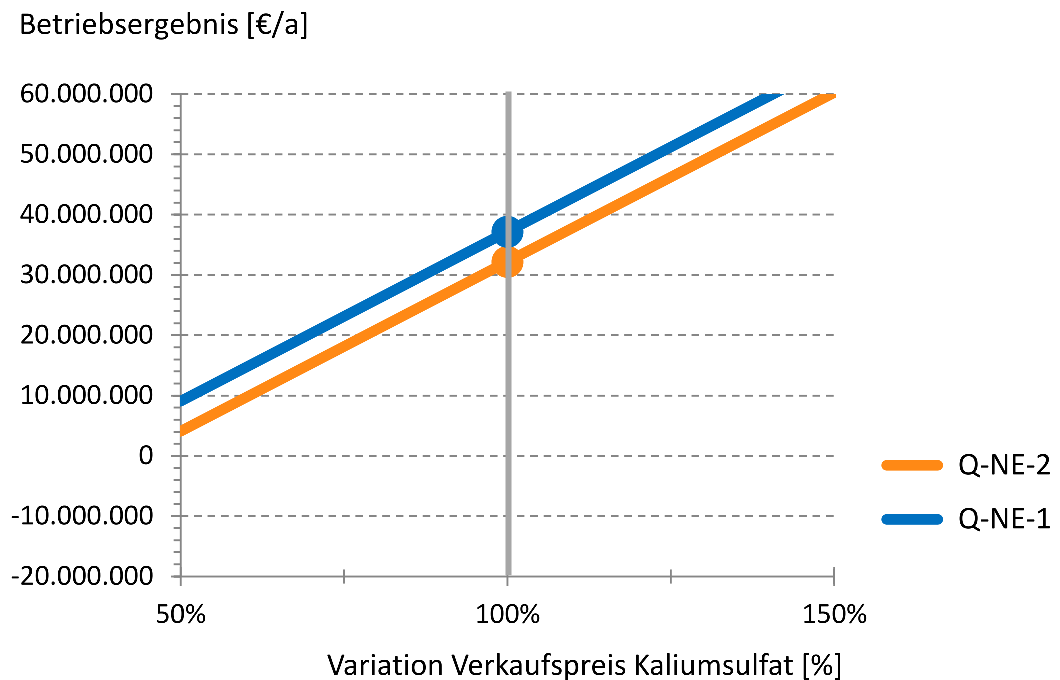


Abbildung 18: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich des Verkaufspreises für K_2SO_4 (keine Produktvermarktung bei NE-1 und NE-2)

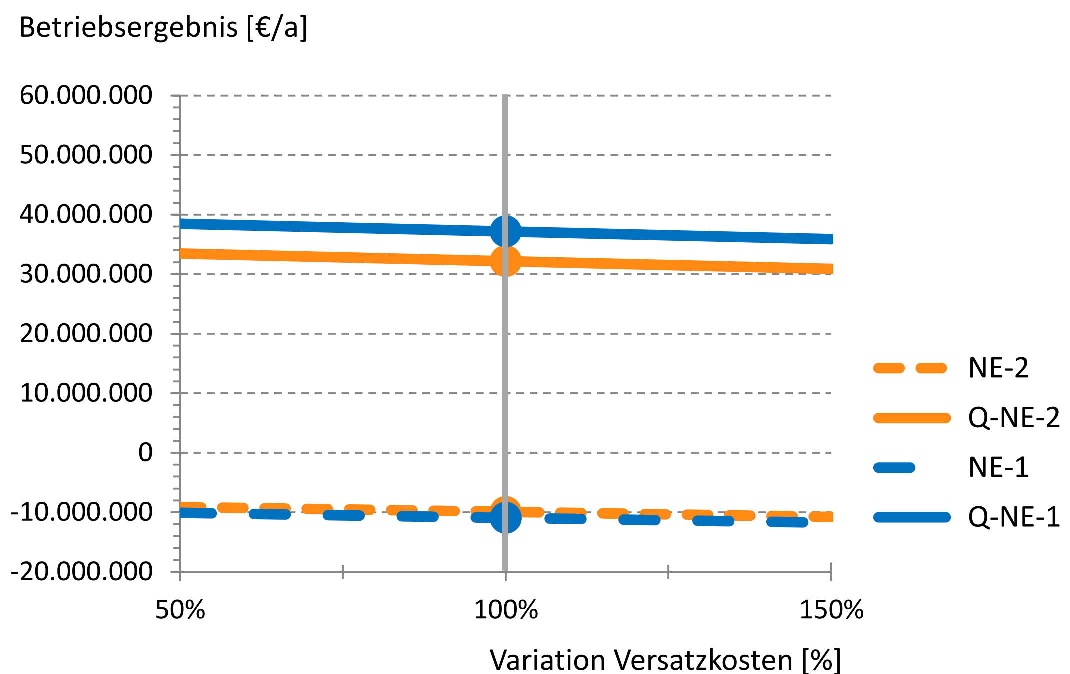


Abbildung 19: Sensitivität des Betriebsergebnisses bezüglich der Versatzkosten des erzeugten Eindampfrückstandes.

Die Versatzkosten haben dagegen nur einen geringen Einfluss auf das Betriebsergebnis.

5 Fazit

Als Gesamtfazit ist festzuhalten, dass eine Eindampfung der Abwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers machbar ist und selbst ohne Produktverwertung und bei Entsorgung der erzeugten Kristallisate zumutbar erscheint.

Wird das Abwasser ohne weitere Gewinnung von Wertstoffen eingedampft und der verbleibende Rest versetzt, sind jährliche Kosten in Höhe von rund 10 Mio. € zu erwarten – unabhängig davon, ob die Wärmebereitstellung durch ein lokales kleineres oder ein weiter entferntes Großkraftwerk erfolgt. Umgerechnet auf die jährliche Salzproduktion in Neuhof-Ellers ergäbe sich hierdurch eine zusätzliche Belastung von durchschnittlich etwa 0,75 Cent pro Kilogramm produziertem Düngemittel. Bei einem konservativ angesetzten, über die Produktpalette des Werks gemittelten Verkaufspreis der Düngemittel von 280 €/t [1] bedeutet dies eine Preiserhöhung zwischen 2,5 und 2,8 %.

Die seitens der Firma K-UTEC publizierten Unterlagen lassen weiterhin den Schluss zu, dass eine gemeinsame fraktionierende Kristallisation der Haldenabwässer aus Neuhof-Ellers mit der Q-Lauge aus Wintershall die Produktion weiterer Wertstoffe erlauben würde [10]. Hierdurch könnten jährlich über 120.000 t Kaliumsulfat, mit einem Marktwert von rund 450 €/t [1], [22], zusätzlich erzeugt werden. Das würde trotz der hohen Investitions- und Betriebskosten für Eindampfanlage und Infrastruktur einen zusätzlichen Ertrag von mehr als 30 Mio. € pro Jahr bedeuten.

Die vorliegenden Berechnungen zu den vier Szenarien sind konservativ angelegte Beispiele, die im Einzelfall möglicherweise noch optimiert werden könnten.
Insbesondere ist die Versorgung mit kostengünstiger Wärme ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit. In diesem Zusammenhang erscheint die Evaluierung lokal verfügbarer Wärmequellen (z.B. Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH in Großenlüder, rund 15 km von Neuhof-Ellers entfernt, lokale Errichtung von Biomasse- oder Abfallheizkraftwerken) sinnvoll und geboten.

6 Literaturverzeichnis

[1] R. E. Krupp, „Alternative Produktions-, Aufbereitungs- und Entsorgungsverfahren im Thüringisch-Hessischen Kalirevier – Betrachtungen zur Nachhaltigkeit des Kalibergbaus," *Studie für die Fraktionen der Linken im Hessischen und Thüringer Landtag,* Dezember 2011.

[2] „Academic, 2000-2010," [Online]. Available: http://de.academic.ru/pictures/dewiki/86/Verlaufskarte_Werra.png. [Zugriff am 24 Juni 2013].

[3] ERCOSPLAN Ingenieurgesellschaft, „Ergebnisse von theoretischen Berechnungen und Laborversuchen zur Eindampfung der zur Entsorgung Werk Neuhof-Ellers anfallenden Salzwässer," *ANHANG A zur Studie: Reduzierung der im Werk Neuhof-Ellers der K+S KALI GmbH zur Entsorgung anfallenden Salzwässer durch Eindampfen oder Tiefkühlen,* 1. Juni 2007.

[4] N. Dichtl, T. Dockhorn, T. Esemen, W. Rand und X. Wu, „Gutachten zur Behandlung bzw. Verwertung salzhaltiger Abwässer aus dem Werk Neuhof-Ellers der K+S Kali GmbH," *Studie im Auftrag des Regierungspräsidiums Kassel,* März 2008 .

[5] K-UTEC AG Salt Technologies, Sondershausen, „Abstoßfrei ist machbar – aber nicht pauschal – Richtigstellung der K-UTEC AG zur Diskussion um den Kali-Abbau in der Werra-Region," *Waterkant – Umwelt + Mensch + Arbeit in der Nordseeregion,* pp. 25-26, Nr. 1/28. Jahrgang, März 2013.

[6] W. Hölzel, „Nutzung der Abwärme eines GuD-Kraftwerks zum Eindampfen von Kalilaugen," *Schreiben an die Mitglieder der Werra-Weser-Anrainerkonferenz e.V.,* 15.12.2011.

[7] „Energie-Magazin," [Online]. Available: http://www.energie-magazin.com/publikationen/sonstige/14-05-2013/72994/vorerst-kein-gaskraftwerk-im-industriepark-mecklar-meckbach.html. [Zugriff am 2. Juni 2013].

[8] L. Balling, K. Sfar und A. Staedtler, „SGT-8000H series and SCC-8000H power plants - One year of commercial operation in Irsching," *PowerGen Asia,* 3. - 5. Oktober 2012.

[9] S. Bode und H.-M. Groscurth, „Kurzstudie: Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland," arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland, Hamburg, Oktober 2011.

[10] H. Marx, H. Scherzberg, B. Schultheis, J. Bach und A. Stäubert, „Möglichkeiten zur abstoßreduzierten Produktion von Salzen - Erfahrungen aus der weltweiten Ingenieurtätigkeit der K-UTEC AG," *Festkolloquium, Haus der Kunst, Sondershausen,* 5. Oktober 2012.

[11] R. A. Vauck und H. A. Müller, Grundoperationen chemischer Verfahrenstechnik, 9. Überarbeitete und erweiterte Auflage, Leipzig: Deutscher Verlag für die Grundstoffindustrie GmbH, 1992.

[12] V. Gnielinski, A. Mersmann und F. Thurner, Verdampfung, Kristallisation, Trocknung, Braunschweig und Wiesbaden: Friedrich Vieweg & Sohn

Verlagsgesellschaft mbH, 1993.

[13] A. Mersmann, M. Kind und J. Stichlmair, „Thermische Verfahrenstechnik - Grundlagen und Methoden, 2. wesentlich erweiterte und aktualisierte auflage," Springer, Berlin, Heidelberg, New York , 2005.

[14] S. Scholl und R. Goedecke, „Verfahrenstechnisches Labor - Kristallisation," TU Braunschweig, Institut für Chemische und Thermische Verfahrenstechnik, April 2011.

[15] G. Klinke, „Warum Verdampfen unter Vakuum?," *Vakuum in Forschung und Praxis,* Nr. 1, pp. 15-18, 2001.

[16] K. Strauß, Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energeiquellen, 6., aktualisierte Auflage, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009.

[17] R. Zahoransky, Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf, 4., aktualisierte und erweiterte Auflage, Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2009.

[18] ERCOSPLAN Ingnieurgesellschaft, „Reduzierung der im Werk Neuhof-Ellers der K+S KALI GmbH anfallenden Salzwässer durch Eindampfen oder Tiefkühlen," *Studie für die K+S Kali GmbH,* Erfurt, 1. Juni 2007.

[19] D. Wolff und K. Jagnow, „Untersuchungen von Nah- und Fernwärmenetzen - Überlegungen zu Einsatzgrenzen einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung," Wolfenbüttel/Braunschweig; nur online unter: www.delta-q.de, 15. Mai 2011.

[20] „The SGT5-8000H – proven in commercial operation," Siemens AG, Fossil Power Generation Division, Erlangen, 2012.

[21] „Siemens Steam Turbine - SST-5000 Series for combined cycle and subcritical steam applications," Siemens AG, Fossil Power Generation Division, Erlangen, 2010.

[22] W. Hölzel, „Sie konnten zusammen nicht finden … Über die Schwierigkeit, den technischen Fortschritt an die Werra zu bringen," *Waterkant – Umwelt + Mensch + Arbeit in der Nordseeregion,* pp. 28-31, Nr. 4/27. Jahrgang, Dezember 2012.

[23] „.docstoc," [Online]. Available: http://www.docstoc.com/docs/33915979/ENTHALPY-ENTROPY-DIAGRAM---PDF. [Zugriff am 30. Juni 2013].

[24] „European Energy Exchange EEX," [Online]. Available: http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom. [Zugriff am 9. Juli 2013].

[25] „EnergieAgentur.NRW," [Online]. Available: http://infografik.ea-nrw.de/graph_bild/graph_PDD001.jpeg. [Zugriff am 2. Juli 2013].

[26] W. Hölzel, „Werra- und Umweltschutz schauen in die Röhre – Der Kalibergbau, seine Abwässer und der Streit um Nordsee- oder Oberweser-Pipeline," *Waterkant – Umwelt + Mensch + Arbeit in der Nordseeregion,* pp. 32-34, Nr. 4/27. Jahrgang, Dezember 2012.

[27] L. Waldmann, „Kraft aus der Tiefe, Gesamtstrategie der K+S KALI GmbH zur

Minimierung der Salzabwässer im Raum Werra-Fulda," *www.bwk-bund.de/fileadmin/Dokumente/Veranstaltungen/Kongresse/2009,* Dresden, 18. September 2009, Download am 15.04.2013.

[28] Regierungspräsidium Kassel, „Pilotprojekt Werra-Salzabwasser," *Endbericht,* Januar 2007.

[29] ERCOSPLAN Ingenieurgesellschaft, „Referenzdaten zur Nutzung alternativer Energieträger bzw. -erzeugung in Mitteleuropa," *ANHANG B zur Studie: Reduzierung der im Werk Neuhof-Ellers der K+S KALI GmbH zur Entsorgung anfallenden Salzwässer durch Eindampfen oder Tiefkühlen,* 1. Juni 2007.

[30] „RP-Online," [Online]. Available: http://www.rp-online.de/region-duesseldorf/duesseldorf/stadtwerke-duesseldorf/die-bruecke-in-die-zukunft-1.2843798. [Zugriff am 30. Juni 2013].

[31] „European Energy Exchange EEX," [Online]. Available: http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas/tagesreferenzpreis-und-index/Natural%20Gas%20Chart%20|%20Referenzpreise/gas-average-chart/2013-07-09/1y. [Zugriff am 9. Juli 2013].

[32] W. Hölzel, „Abstoßfrei ist möglich!," *Pressemitteilung der Werra-Weser-Anrainerkonferenz e.V.,* vom 04.04.2013.